Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction :

Consciente de la croissance du marché marocain et incitée par une politique nationale de sécurité énergétique visant à augmenter la capacité de stockage du pays en hydrocarbures, Total Maroc a entrepris la construction d'un terminal d'importation et de stockage des produits pétroliers qui sera relié directement aux quais pétroliers du Port Jorf Lasfar. La liaison entre le port et le terminal est assurée par un système de conduites 'pipelines'. Le premier chapitre détaillera le contexte et les différents enjeux du projet.

Le présent sujet traitera la conception et le dimensionnement, sur les plans hydraulique et Génie civil de trois pipelines. En commençant par la conception du tracé 'Rooting' des pipelines, tout en respectant les normes en vigueur, les standards techniques et HSE de TOTAL, et en prenant compte des caractéristiques particulières des produits hydrocarbures au cours du transport.

Une fois le tracé (Rooting) est défini, nous avons procédé à la conception détaillée des conduites, y compris la détermination des paramètres tels que le diamètre, débit et pression de service, afin de proposer en fin de compte des consignes d'exploitations.

Un état de l'art des différentes méthodes de calcul existantes dans la littérature hydraulique appliquées aux produits pétroliers a été élaboré, afin de proposer aux ingénieurs une synthèse des bonnes références de dimensionnement de telles conduites.

Le passage sous un pont rail et un pont routier constitue un point de vigilance. Par conséquent, un Benchmark détaillé sur des procédés non conventionnels de pose des conduites mènera à une analyse multicritère pour la détermination de la méthode optimale compte tenu des contraintes spécifiques du projet. Cette partie est conclue par l'élaboration du cahier de charge des travaux de pose des pipelines dans ces points de vigilance.

Enfin, une étude économique de rentabilité du circuit de pipelines où on jugera la rentabilité économique dans un avenir prévisible (où la croissance du marché est estimée) et dans avenir probabiliste (où la croissance du marché est une variation probabiliste).

CHAPITRE 1 : Présentation du contexte et enjeux du projet :

1. Introduction :

Ce premier chapitre vise à introduire le projet dans son contexte général et son environnement de travail.

Il se compose de trois parties complémentaires ; Une première partie présentant le contexte national du marché pétrolier. Une seconde décrivant brièvement l'entreprise d'accueil : Total Maroc et le département Grands Projets où s'est déroulé mon projet de fin d'études, et une dernière partie présentant la problématique et le périmètre d'étude 'Scope' du projet.

2. Contexte du marché pétrolier marocain :

N'étant pas un pays pétro-gazier, et son potentiel en hydrocarbures étant encore théorique, le Maroc est pauvre en sources d'énergie fossile. Le pays dépend pour son énergie, à 96% des importations du marché mondial. Cela est clair, le secteur pétrolier est un secteur stratégique pour le Maroc.

Le marché pétrolier national se trouve face à plusieurs facteurs contrôlant ses mouvements et son dynamisme. Il s'agit principalement de la hausse des cours internationaux et de l'augmentation de la consommation intérieure (les importations ont été, par exemple, multipliées par 5,5 fois en valeur entre 2002 et 2012). Pour répondre à ces besoins, les distributeurs organisent leur mission entre importation, distribution et stockage.

Dans ce cadre, 20 distributeurs exercent sur le territoire national, dont 3 multinationales qui sont Total Maroc, Libya Oil Maroc et Vivo Energy Maroc. Les autres sont des sociétés nationales, dont certaines de très petite taille. La plus grande et la plus stratégique étant Afriquia, en prenant en considération ses capacités marquantes d'importation et de stockage.

Pour souligner l'importance de ce domaine au Maroc, il est nécessaire de signaler que le Maroc consommait 250 000 Barils par jour en 2016, soit 12 millions de tonnes sur l'année (selon le rapport de la mission d'information parlementaire sur le carburant).

Concernant l'importation, avec 14% des importations de gasoil (en exemple), Total détient le 3ème classement après Afriquia qui importe 29% et Vivo Energy avec ses 16%. Ce trio réalise alors plus que la moitié des importations totales.

Quant à la distribution, Total garde le même classement devant les mêmes concurrents avec une part de 12.52% alors qu'Afriquia domine le classement avec 21,92% du nombre total des stations, et vivo energy la suit avec 14.05%.

Le cas n'est pas très différent en termes de stockage qui est un élément fatidique pour le marché pétrolier marocain. En effet, Afriquia se taille toujours la part du lion avec 234.000 m3 de la capacité nationale, le deuxième classement est détenu par Total avec 154.700 m3 et vivo energy occupe la troisième place avec une capacité de 139.100 m3. (Selon le rapport de la mission d'information parlementaire sur le carburant). **[18]**

3. Les dispositions générales du stockage au Maroc :

La SAMIR (société marocaine de l'industrie du raffinage), la seule raffinerie du Royaume, est actuellement en liquidation judiciaire, sa production est à l'arrêt depuis août 2015. Cette situation a fait basculer le marché des produits pétroliers de 60% à 100% imports.

Les stocks de sécurité en hydrocarbures liquides étaient assurés par les sociétés de distribution et la raffinerie.

La constitution et la déclaration des stocks de sécurité sont régies par la loi n°9-71 du 12 octobre 1971 relative aux stocks de sécurité. L'arrêté du ministre du commerce, de l'industrie, des mines et de la marine marchande n° 393-76 du 17 février 1977, modifié par l'arrêté du ministre de l'énergie, des mines, de l'eau et de l'environnement n°1474-08 du 8 août 2008, fixe les niveaux des stocks de sécurité à détenir par les repreneurs en raffinerie (deux fois la moyenne mensuelle de leurs ventes sur le marché intérieur en produits finis) et les centres emplisseurs (deux fois la moyenne mensuelle de leurs ventes sur le marché intérieur).

Après la fermeture de la SAMIR, l'Etat a exigé deux mois de stock de sécurité pour les produits blancs (gasoil et essence), les GPL incluant le butane et le propane, et éventuellement le Fuel au futur. Ce qui a poussé les opérateurs du secteur à lancer des investissements dans des stockages portuaires. Motivés et incités, en plus, par des facilités et un accompagnement de l'Etat en particulier sur le volet d'octroi des autorisations nécessaires ainsi que la coordination avec les départements concernés pour accélérer les procédures liées à leur réalisation.

4. Quels avantages pour une augmentation de la capacité de stockage ?

Les capacités de stockage constituent un élément important d'optimisation des conditions d'approvisionnement des distributeurs de produits pétroliers. Acquérir une capacité de stockage additionnelle connectée à un port permet non seulement d'optimiser dans les contrats d'approvisionnement, mais encore d'assurer une sécurité et une continuité de fourniture. Pour le Fuel, par exemple, et en absence d'installations adaptées propre à l'entreprise, l'approvisionnement se fait en achetant le produit du marché marocain et le livré directement

aux clients de Tanger. Un projet dans une ville stratégique telle que Jorf Lasfar par exemple, permet donc de gagner de plus le gain de la marge du marché marocain, le transport qui sera minimisé (cette évaluation économique est reprise en détail dans le calcul économique de rentabilité). Ajoutant que les besoins sont grandissants au niveau de la région, notamment avec le plan d'aménagement de MED'Z : 'Parc industriel intégré de JORF LASFAR'. Une région qui ambitionne d'être le centre de l'industrie lourde du pays (domaines de l'énergie, la métallurgie, la chimie et parachimie).



Figure 1 : Plan de situation du Jorf Lasfar.

L'augmentation de la demande des lubrifiants, notamment par l'installation des grands constructeurs automobile notamment (Peugeot, Citroën, Renault, …), incite les opérateurs à acquérir un terminal de stockage et de réception de ce type de produits aussi.

5. Présentation brève de l'entreprise et du département d'accueil :

Le groupe Total (présenté en détails en annexe 0) est présent au Maroc depuis 1926 à travers ses différentes filiales et son réseau de points de vente. En effet, il a affirmé en plusieurs occasions sa volonté d'accompagner le développement économique du pays en lançant des programmes d'investissements importants mis en place au fil de ces années de présence au Maroc.

Aujourd'hui le groupe est principalement connu à travers sa filiale Total Maroc. Il contrôle plus de 14% de parts de marché national par une commercialisation de plus de 1,3 millions de tonnes de produits pétroliers chaque année.

Depuis 1994, Total Maroc a significativement rénové son réseau aux normes internationales et a affirmé sa présence dans les secteurs du GPL (Gaz de pétrole liquéfié) et des Lubrifiants. Aujourd'hui Total Maroc compte un effectif d'environ 310 collaborateurs, et environ 1000 salariés (toutes filiales confondues).

Les produits commercialisés par Total Maroc :

Présent au Maroc depuis 90 ans, Total Maroc est un acteur majeur sur l'ensemble du marché des produits pétroliers :

- Les produits blancs, qui incluent :
  - Le gasoil : carburant le plus utilisé sur le marché. Son évolution est fortement liée à celle de la diésélisation du parc automobile marocain. Les gasoils commercialisés aujourd'hui au Maroc sont le gasoil 50 ppm et le gasoil de pêche.
  - L'essence : de la même manière que le gasoil, la courbe de consommation de l'essence est corrélée à celle du parc automobile marocain. Le type d'essence principalement commercialisé aujourd'hui au Maroc est l'essence super sans plomb ;
- Les carburants aviation : comprenant notamment le Jet et l'Avgas, ils trouvent essentiellement leur marché au niveau du secteur aéronautique, étroitement lié à la progression de l'activité touristique ;
- Les produits noirs, notamment les fiouls. La consommation nationale concerne en l'occurrence trois types de fiouls : le fioul industriel, le fioul destiné à la production de l'électricité et le fioul spécial utilisé par l'ONEE en tant que combustible pour les turbines à gaz (TAG) ;
- Les GPL, incluant le butane et le propane ;
- Les lubrifiants ;
- Les bitumes et les paraffines.

<u>Organigramme de l'entreprise et présentation du département : Grands Projets.</u>

L'organigramme de TM est présenté comme suit :

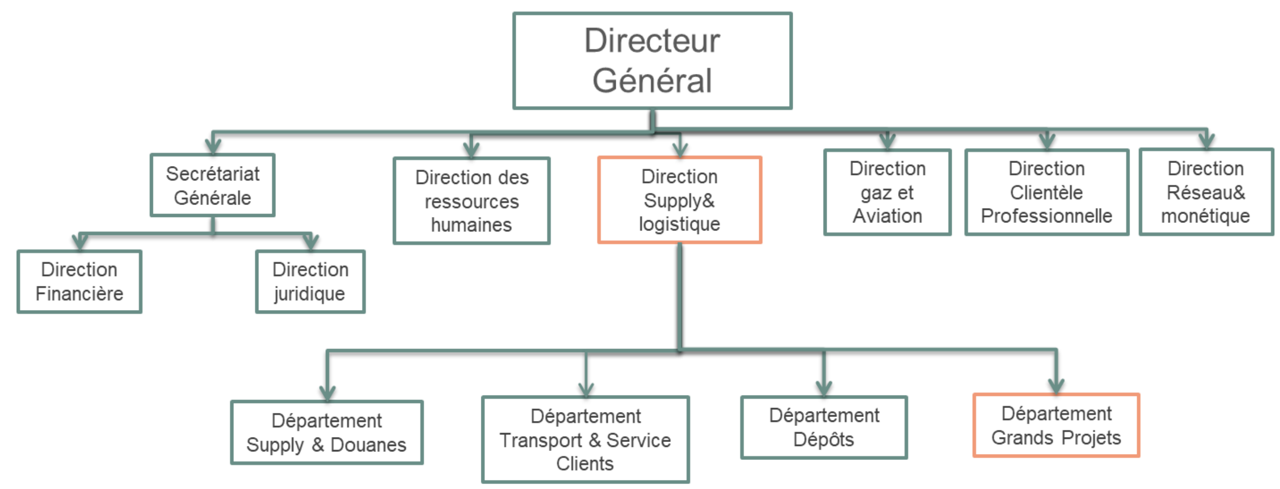


Figure 2 : Organigramme de TOTAL Maroc

La direction Supply et Logistique a pour mission de coordonner et d'organiser les flux de produits, depuis la réception par l'entreprise jusqu'à la livraison au client (la chaîne logistique ou « *supply chain* »).

Cette fonction transversale aux autres services est stratégique, influençant considérablement l'activité de l'entreprise. Son objectif ultime est donc de coordonner les produits en circulation de manière que les produits circulent en continue (pour diminuer les délais de livraison) et à regrouper les produits (pour réduire les principaux coûts suivants : coûts d'approvisionnement, coûts d'acheminement, coûts de production, coûts de stockage).

Le département Grands Projet, où je suis affecté dans le cadre de mon PFE, est au cœur de plusieurs grands projets logistiques visant à améliorer la *supply chain* de la filiale.

6. Présentation du projet terminal :

TM entreprend la construction d'un nouveau terminal de réception et de stockage des produits pétroliers. Les produits qui seront approvisionnées sont les suivants :

- Les hydrocarbures liquéfiés ''GPL'' concernent le Butane et le Propane.
- Les hydrocarbures liquides concernent les Huiles de Base ''HDB'' et Les fuels lourds et domestiques ''HFO'' et ''FOD''.

Ces produits seront approvisionnés par des pipelines depuis le port de JORF LASFAR. Ils seront stockés dans des réservoirs aériens pour les produits hydrocarbures liquides et dans des cigares enterrés sous talus pour les GPL.



Figure 3 : Situation du terminal et les quais pétroliers – port Jorf Lasfar.

Les objectifs du projet sont les suivants :

- L'accompagnement de la croissance du marché Marocain (Voir : *Contexte du marché pétrolier marocain*)
- La conformité aux exigences réglementaires (Voir : *Les dispositions générales du stockage au Maroc*)
- L'Optimisation de la chaine logistique et la pérennité du business (Voir : *Quels avantages pour une augmentation de la capacité de stockage ?*)

Le périmètre du domaine portuaire est dense en opérateurs pétroliers. Presque la totalité des acteurs du marché pétrolier marocain ont déjà, ou projette de construire, des dépôts de réception dans cette zone.

Pour faire face à l'éventuel encombrement des pipelines de plusieurs pétroliers dans le domaine portuaire, l'Agence nationale des ports (l'ANP), responsable de la régulation de l'activité portuaire au Maroc, a prévu, dans le cadre du nouveau schéma directeur, la réalisation d'une plateforme de chambres à vannes communes à la frontière du domaine portuaire et qui sera le point de connexion pour les différents pétroliers.

Par conséquent, la batterie-limite des pipelines de Total sera entre la plateforme commune de réception bateaux et le futur terminal de stockage comme le montre la figure suivante :

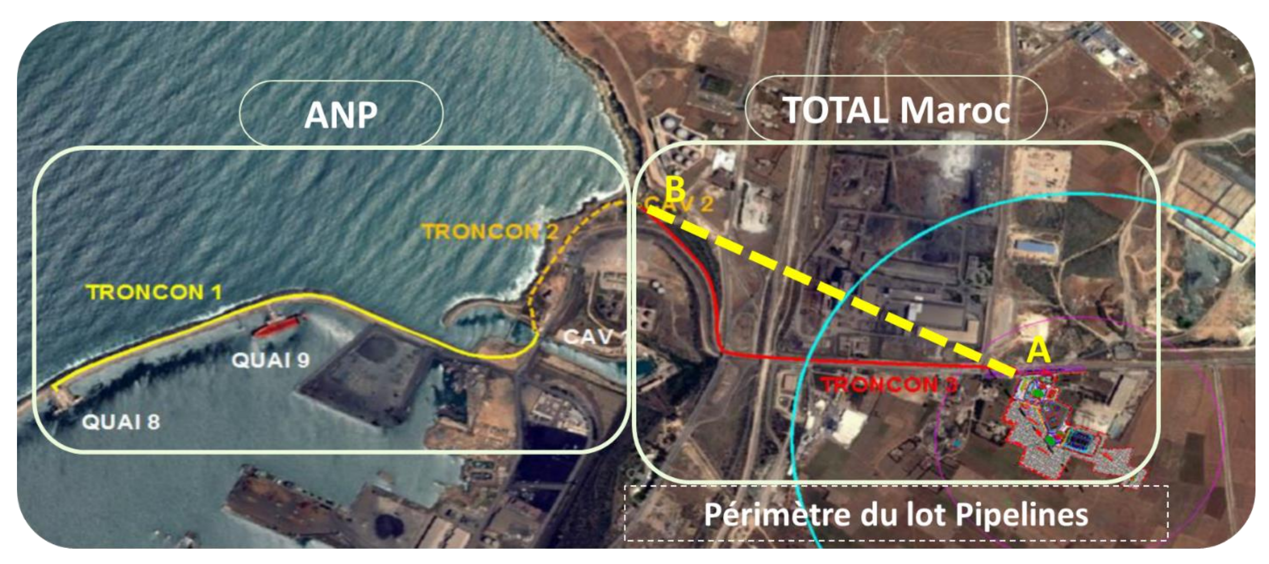


Figure 4 : Périmètre du lot Pipelines.

Le tronçon 1 est déjà existant, mais le tronçon 2 ne figure que dans le nouveau schéma directeur de l'ANP. Les pipelines HFO et HDB eux aussi n'existent pas pour l'instant. Ils sont à réaliser entre le quai 8 et le Terminal. Le pipeline GPL est à prolonger entre la CAV1 et le Terminal.

Reste à noter que, actuellement, le port permet de réceptionner les produits blancs à savoir Gasoil, essence super et kérosène et les GPL (Butane et Propane). Afin d'introduire de nouveaux produits pétroliers au port comme (FUEL, les Huiles de Bases pour les lubrifiants, bitume), l'ANP a prévu dans son plan d'aménagement d'opter dans le port l'infrastructure nécessaire d'approvisionnement de ce type de produits très visqueux.

Le besoin est, dorénavant, l'acheminement des pipelines dans la batterie limite de la filiale, ç'est à dire entre le terminal et la future CAV (Chambre à vannes commune).

7. Présentation et définition du scope du lot pipelines

Après la détermination du périmètre d'étude, définissant maintenant le besoin en détail de la future liaison entre le futur terminal et la CAV.

a. Caractéristiques et mode de réception des produits à transporter :

Comme le terminal s'approvisionnera du HFO, HDB et GPL, les caractéristiques de ces derniers ainsi que leurs modes de réception sont présentées dans le tableau 1.

Les caractéristiques des produits ci-dessous font référence à l'ensemble des FDS (Fiche de sécurité des Produits - TOTAL©) et présentent les spécifications des produits à importer.

Produit	Caractéristiques	Mode de Réception
HFO (FUEL)	• Masse volumique : 860 à 880 kg/ m3 ○ Valeur utilisée pour les études : 980 kg/m3 à 50 °C ○ Specific Gravity : 0,86-0,88 • Point éclair : >= 60°C • Point d'auto inflammation : >220 °C • Tension de vapeur : < 1 mbar • Viscosité : 180 - 380 cSt à 40 °C	• Le Fuel arrive par bateau avec possibilité de décharger sur les quais n°8 et n°9, les bateaux prévus sont de **38 kT** de taille en moyenne. • Température de réception : 50°C • Un raclage est prévu pour la séparation des grades lors des réceptions, une pression supplémentaire est à prévoir pour le dimensionnement. • Débit d'alimentation max assuré par le navire : 1250 m^3/h. *Le dimensionnement des installations se fera pour garantir le déchargement des navires en **38 heures** (pour éviter des pénalisations dites surestaries), pour une pression de refoulement de **10 barg (48h pour 8 barg)***
HdB (Huiles de bases)	**Grade 600** • Masse volumique : 890 kg/ m3 • Point éclair : > 230 °C • Température d'auto ignition : > 250°c • Viscosité : 97,5 mm_2/s à 40 °C **Grade 150 NS** • Masse volumique : 850-900 kg/ m3 • Point éclair : > 200 °C • Température d'auto ignition : 354°c • Viscosité : 26 mm2/s à 40 °C • Tension de vapeur < 0,1 hPa • **Grade BSS** • Masse volumique : 905 kg/ m3 à 15°c (réception produit à 50/60°C) • Point éclair : > 290 °C • Température d'auto-inflammation > 250°c • Viscosité : 31,5 mm2/s à 100 °C	• Les huiles de base arrivent par bateau avec possibilité de décharger sur les deux quais n°8 et n°9, un bateau tous les trois mois avec des cargaisons de **4kT** réparties entre les 3 grades : NS150, NS 600 et BSS. • Un raclage est prévu pour la séparation des grades lors des réceptions, une pression supplémentaire est à prévoir pour le dimensionnement. • Température de réception : 50°C • Débit d'alimentation pipe : 280 m3/h à 8 barg *Le dimensionnement des installations se fera pour garantir le déchargement des navires en **17 heures** pour une pression de refoulement du bateau de **8 barg.***
GPL (Propane et Butane)	**BUTANE pur** • Masse volumique : 560 -595 kg/ m3 à 15°C • Densité de vapeur : 2,1 à 15°c • Point ébullition 0°c à 1 bar • Point éclair : < - 50°C • Point d'auto inflammation : > 410 à 550 °C • Tension de vapeur : 1,7 bar à 15°C • Limites d'inflammabilité inférieure : 1,8 %	• Les GPL (propane C3 et butane C4) arrivent par bateau avec possibilité de décharger sur les deux quais n°8 et n°9. Le déchargement du butane et du propane s'effectuera au moyen des pompes disponibles à bord des bateaux. • Débit d'alimentation pipe en fonction de la condition de stockage du GPL dans le bateau : • 400 t/h en sous refroidie • 90 t/h en sous pression • Un raclage est prévu pour la séparation des grades lors des réceptions, une pression • Température de réception 10°C.

	• Limites d'inflammabilité supérieure : 8,8 % **PROPANE pur** • Masse volumique : 515 kg/ m3 à 15°C • Densité de vapeur : 1,55 à 15°c • Point éclair : < - 50°C • Point ébullition - 43°c à 1 bar • Point d'auto inflammation : >460 °C • Tension de vapeur : 7,5 bar à 15°C • Limites d'inflammabilité inférieure : 2,2 % • Limites d'inflammabilité supérieure : 10 %	• Le pipeline de réception de 12'' reste en liquide C4 entre deux réceptions, cette option est confirmée par l'ART (Analyse des risques technologiques). • L'ART demande que la pression du pipe à l'arrêt (entre deux réceptions) ne soit pas supérieure à 5 bars. • La proximité avec le pipe HFO (50°C) nous incite à revoir la température maxi produit C4 resté dans le pipe entre 2 réceptions GPL (égale à la température maxi du HFO en réception soit 50°C), le design du pipe devra prendre en considération cette température maxi. • 1 bateau de 3 000 tonnes de Propane à 25 barg tous les deux mois ; 18 000 tonnes par an. • 3 bateaux de 6 000 tonnes de Butane à 15 barg tous les mois ; 216 000 tonnes par an.

Tableau 1 : Caractéristiques des produits transportés par les futurs pipelines

b. Capacités attendues de stockage au terminal :

Type de Produit	Fuel	Huiles de bases (HDB)			(GPL)	
Produit	**Fuel (HFO)**	**NS 150**	**NS 600**	**BSS**	**Butane**	**Propane**
Capacité par produit (m3)	2 x 23.000	2 x 2.000	2000	600	3.500	6 x 3.500
Capacité totale (m3)	**46.000**	**6.600**			**24.500**	

Tableau 2 : Capacités de stockage du futur terminal

c. Scope et problématique du projet :

Le présent projet traitera l'ensemble des spécifications techniques de la liaison pipelines entre le futur terminal et la future plateforme de chambre à vannes.

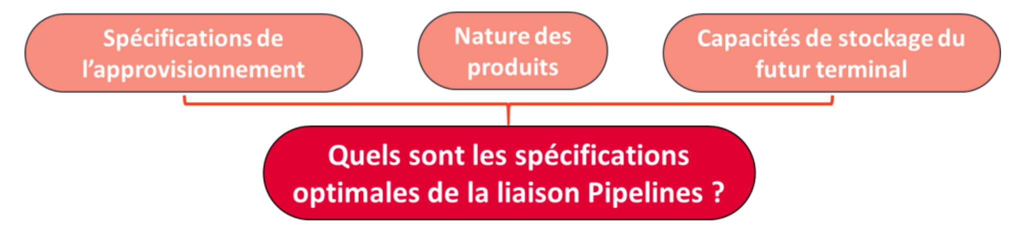


Figure 5 : Définition du besoin du projet PFE

La figure 5 permet de synthétiser la nature des données et les résultats attendues sous forme de réponse à la question : Quelles sont les spécifications de la liaison Pipelines ?

Pour répondre à cette question, nous commencerons notre quête par une étude génie civil qui s'intéressera à la définition du passage optimal (Rooting) du terminal à la plateforme et au comment exécuter les travaux pratiquement. Une étude Hydraulique suivra afin de déterminer les diamètres optimaux, l'épaisseur des conduites et les débits attendus au terminal. Enfin, une étude économique fera le point sur la rentabilité du projet.

CHAPITRE 2 : Etude Génie Civil

1. Introduction :

Dans ce chapitre, nous discuterons comment exécuter les travaux génie civil de la liaison Pipelines entre le futur terminal et les quais pétroliers. Le chapitre précédent a permis de définir le contexte du marché marocain et les motivations derrière la construction d'un nouveau terminal pétrolier propre à la filiale. Ce dernier sera relié directement au port par un réseau de pipelines. La solution Pipelines est défendu par sa rentabilité dans l'étude économique plus tard.

La nature des produits et leurs modes d'approvisionnements différents nous impose d'entreprendre trois différents pipelines. Les trois pipes sont de 12'' (pour la réception des huiles de bases) ,12'' (pour la réception des GPL) et 24'' (pour la réception du Fuel) ; Ces diamètres sont le résultat d'une étude hydraulique et logistique discutée plus tard.

Les questions clés qui mèneront notre réflexion dans les sections suivantes sont :

- Quel est le cheminement optimal des pipelines ?
- Quel procédé d'exécution est optimal ?

Nous étudierons donc, plusieurs variantes d'acheminements dites (Rootings) du projet ; Une fois le Rooting défini, nous procéderons à l'évaluation et au choix du procédé d'exécution.

2. Etude et choix du Rooting :

Le présent volet se penchera sur l'étude des tracés possibles dans la batterie limite. Les caractéristiques de l'aire détude sont résumées dans le *tableau 3*



Figure 6 : Définition du besoin de l'étude du Rooting

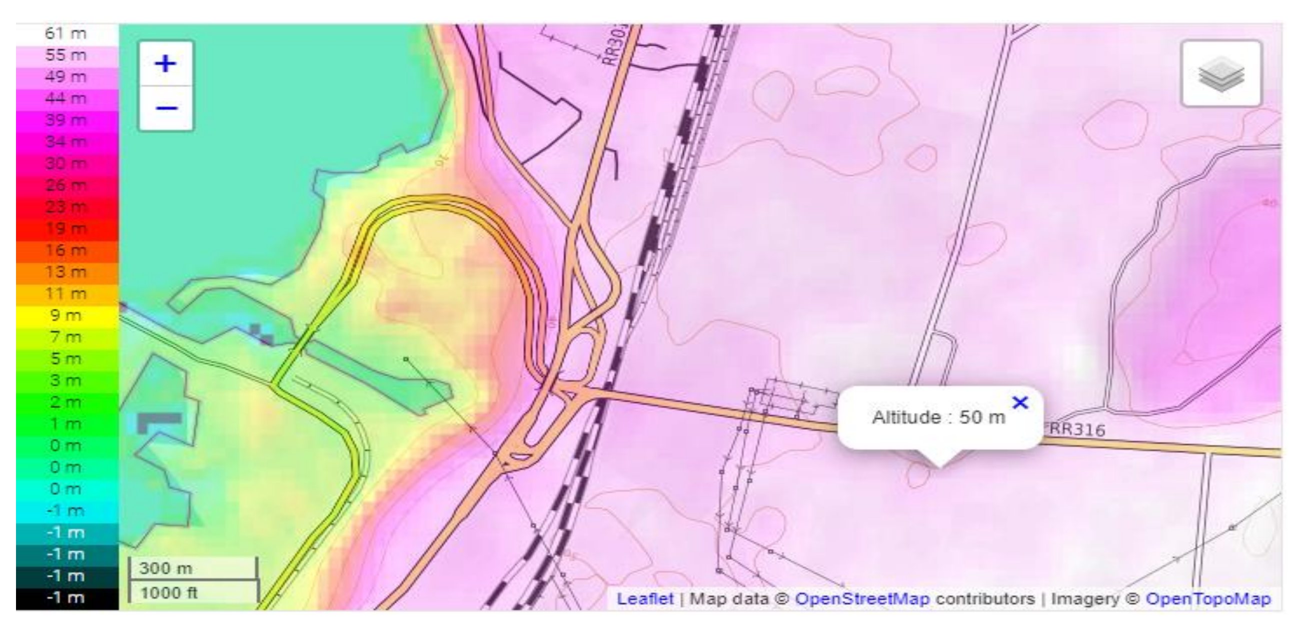


Figure 7 : Situation topographique de la zone

Paramètres	Description
• Altitudes (NGM)	• Altitude du bac HFO à 55 NGM • Altitude du bac HDB à 55 NGM • Altitude du réservoir GPL à 55 NGM • Altitude du Quai 8 et 9 à 7NGM
• Température	• Moyenne mensuelle maximale de 23°c • Moyenne mensuelle minimale de 9°c • Température la plus élevée en 40 °c • Température la plus basse en 5 °c
• Pluviométrie	• 370 mm/an
• Distances relatives	• Entre QUAI et CAV • CAV et Terminal (Batterie limite)
• Climat	• Littoral, semi-aride
• Agressivité chimique du sol	• L'agressivité chimique est évaluée selon les classes d'exposition de la norme NF EN 206-1, § 4.1. Les analyses chimiques effectuées ont conduit à la classe XA1 qui correspond à un environnement à faible agressivité chimique.
• Vent	• Région : 1 • Vitesse maximum du vent = 140 km/h " vent extrême "
• Séisme	• Zone : 2 • Accélération : 0.08g

Tableau 3 : Paramètres de l'aire d'étude

Le Rooting est un facteur important dans tout processus de conception de pipeline, il est orienté par les ***objectifs*** suivants, sans toutefois s'y limiter : **[3] [4]**

- Etablir le chemin le plus court possible pour réduire les coûts de matériaux et de construction tout en minimisant les installations de compression et/ou de pompage intermédiaires.
- Minimiser les impacts environnementaux (zones sensibles et autres aires protégées) ; Acheminer le pipeline afin de minimiser le déboisement autant que possible.
- Minimiser les traversées de routes, autoroutes, voies ferrées et voies navigables
- Éviter les zones habitées lorsque cela est réaliste
- Utiliser des réservations existantes pour des pipelines, des lignes de transport ou des lignes électriques, des lignes de fibre optique, etc., lorsque cela est possible
- Éviter les constructions en pente et choisir un terrain qui contourne les obstacles, tels que les puits, les maisons, les terres agricoles, les lacs…
- Fournissez un accès au personnel et à l'équipement le long de l'itinéraire pour mener à bien les opérations normales d'entretien et de maintenance ; En utilisant notamment l’emprise des routes existantes.

Si vous concevez un pipeline de A à B, idéalement, il serait pratique d’utiliser le tracé le plus court sous forme de ligne droite entre les deux points (voir la figure 5). Ce n’est pas toujours possible, car lors de l’acheminement de pipelines terrestres, l’itinéraire doit prendre en compte les ***contraintes*** suivantes :

- Zones sensibles (habitat et industrielles) ;
- Environnement (faune, sites archéologiques) ;
- La géographie (zones rocheuses, lignes de faille, zones d'érosion) ;
- Passages à niveau (route, rail, rivières) ;
- Emplacement futur des stations de compression et toutes installations en surface.

Dans notre cas, le tracé linéaire passe par un domaine de l’entreprise SONASID, où se trouve leur usine principale de sidérurgie. Un passage au-dessous direct de l’usine est inconcevable.

Une étude de faisabilité tenant compte des facteurs ci-dessus est nécessaire pour définir le tracé entre les points de départ et d'arrivée du pipeline.

2.1 Données du site

Dessertes du site

Le site du projet est desservi par un réseau routier assez dense. L'accès au site est assuré :

- A partir de Casablanca : par l'autoroute A5 puis la route R316
- A partir d'Azemmour : par la route R427 puis la route R316
- A partir d'El Jadida : par la route R301 puis la route R316

Jorf Lasfar est également desservi par une voie ferrée en provenance de Casablanca. (voir figure 5)

Nature de sol

Géotechniquement c'est une formation marno-calcaire, étendue en surface sur une trentaine de kilomètres et en profondeur sur 100 à 200 mètres.

Les reconnaissances en place, ont montré que la nature marno-calcaire du massif est homogène et continue. L'aspect des roches et sols traversés est représentée sur la figure ci-dessous :



Figure 8 : Aspect des formations traversées

Considérant l'homogénéité du massif marno-calcaire qui règne sur le site, la stratigraphie est constituée de deux types de sols :

1. Limon sablo graveleux, constituant la couche superficielle, qui couvre le sol sur une épaisseur inférieure à 1,70 m. Cette couche est recouverte par une couche de remblai qui longe la route, de moins de 1,30 m d'épaisseur.

2. Marno-calcaire beige se présentant parfois sous forme de tuf consolidé. Il apparaît sous la couverture des limons superficiels et s'étend jusqu'à la profondeur totale des sondages carottés (10 m)

Nappe phréatique

La nappe phréatique n'est pas présente dans toute la batterie limite et pendant toute l'année.

Après la présentation des données du site, nous cherchons maintenant le Rooting optimal.

2.2 Variante N°1 :

La première variante est une proposition assez intuitive qui suivra l'emprise de la route publique avec une longueur totale de 1,5 ± 0,1 km.



Figure 9 : Le tracé en plan de la variante N°1



Figure 10 : De gauche à droite : Photos réelles de la zone 2 et 3 qui présentent un pont rail et un pont routier.

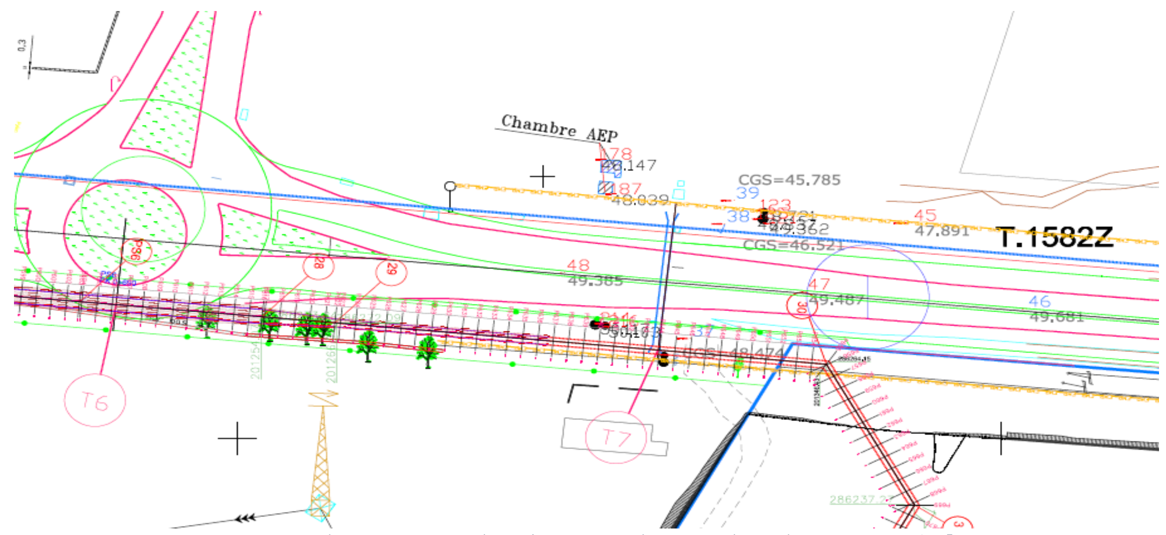


Figure 11 : Le tracé en plan montre l'existence d'une chambre AEP (Alimentation en eau potable) et des conduites sous pression dans la zone 1.

La variante propose de passer les pipelines dans le refuge central des ponts. Cependant, après la réfection de la route R316, les autorités locales ont refusés fermement toute atteinte à la route, et ce qui causera des grandes perturbations du trafic en conséquence.

La variante est rejetée et les zones présentant des contraintes doivent être contourner.

2.3 Variante N°2 :

La deuxième variante est une proposition assez intuitive qui suivra l'emprise de la route publique avec une longueur totale de 1,5 ± 0,1 km.



Figure 12 : Le tracé en plan de la variante N°2

Le tableau suivant montre les différents avantages et inconvénients d'un tel Rooting.

Avantages	**Contraintes entrainant l'élimination de la variante**
1- Passage loin du talus du pont rail et du pont routier **2-** Existence-éventuelle- de 3 coudes vifs **3-** Pas de sollicitations verticales causées par le passage des poids lourds dans la R316.	**a.** Distance : 1.74Km (200m de plus que la 1ére Variante). **b.** Le Rooting n'est plus dans l'emprise de la route. **c.** Passage dans un domaine de 'SONASID', ce qui nécessite des longues négociations et une collaboration étroite lors de la construction et tout au long de l'exploitation = Atteinte à l'autonomie d'approvisionnement **(Zone 1)** **d.** Existence d'un réseau de pipelines d'un autre pétrolier dans le dernier tronçon de 500m **(Zone 2)**

La deuxième variante présente une atteinte à l'autonomie et l'intégrité des pipelines. Conséquemment, la variante est rejetée.

2.4 Variante N°3 ou sous-variante 1-1 :

Les futurs variantes, y compris la présente, sont une optimisation de la variante N°1 en contournant les zones problématiques. Le processus du choix du Rooting est désormais un processus d'optimisation qui essai de palier aux différentes contraintes rencontrés.

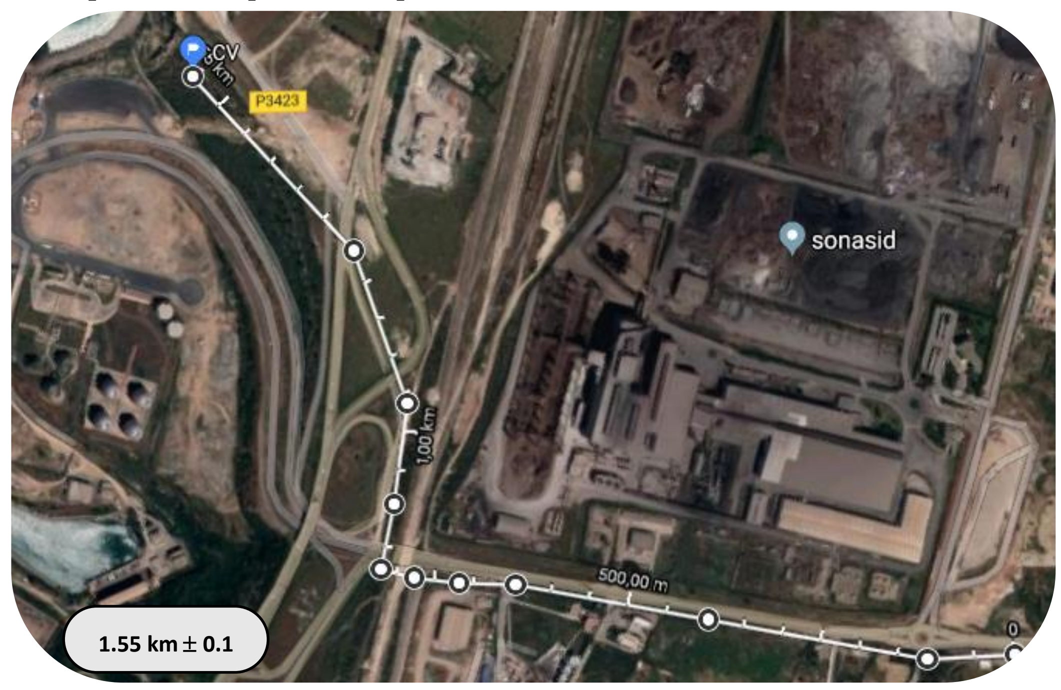


Figure 13 : Le tracé en plan de la sous-variante 1-1

Le tableau suivant montre les différents avantages et inconvénients d'un tel Rooting.

Avantages	Contraintes entrainant l'élimination de la variante
1. Pas de passage proche au talus du pont route **2.** Distance minimale : 1.55Km **3.** Excavations faibles en suivant la pente. **4.** Pas de passage sous le pont routier = économisation au niveau des opérations de fonçage.	**a.** La présence de deux conduites d'eau sous-pression dans le premier tronçon de 800m **b.** Passage sous le pont rail suivi d'un coude de 90° suivi d'un passage sous la route : **Difficulté technique énorme.**

2.5 Sous-variante 1-2 :

Toujours dans le processus du choix, la sous-variante 1est la suivante :



Figure 14 : Le tracé en plan de la variante sous-variante 1-2

Le tableau suivant montre les différents avantages et inconvénients d'un tel Rooting.

Avantages	Contraintes entrainant l'élimination de la variante
1. Distance minimale : 1.50Km **2.** Non nécessité de passage au-dessous du pont route = économisation au niveau des opérations de fonçage **3.** Le Rooting reste dans l'emprise de la route **4.** Excavations assez faibles dans le premier tronçon de 1km.	**a.** Passage difficile proche du talus du pont rail. **b. Coude vif après le passage du pont rail à étudier** **c.** Poussée latérale assez forte dans la R316 causé par les poids lourds. **d.** Existence d'un réseau de pipelines d'un autre pétrolier dans le dernier tronçon de 200m

2.6 Sous-variante 1-3 : Variante retenue

Toujours dans le processus du choix, la sous-variante 1-3 est la suivante :



Figure 15 : Le tracé en plan de la variante sous-variante 1-3

Le tableau suivant montre les différents avantages et inconvénients d'un tel Rooting.

Avantages	Contraintes
1. Distance minimale : 1.50Km **2.** Le Rooting reste dans l'emprise de la route **3.** Maintien d'une pente continue avec de faibles excavations **4.** Perturbations minimes du trafic.	**a. Nécessiter des travaux de fonçage sous le pont rail et le pont routier.** **b.** Poussée latérale assez forte dans la R316 causé par les poids lourds.

Pour essayer de diminuer l'effet du trafic du poids lourds il faut avoir une idée globale sur les profondeurs de dissipation de la charge sous une route ou un chemin de fer :

TABLE 5.4 Standard HS-20 Highway and E-80 Railroad Loading [20]

Highway HS-20 Loading		Railroad E-80 Loading	
Height of Cover (ft)	Load (psi)	Height of Cover (ft)	Load (psi)
1	12.5	2	26.4
2	5.6	5	16.7
3	4.2	8	11.1
4	2.8	10	7.6
5	1.7	12	5.6
6	1.4	15	4.2
7	1.2	20	2.1
8	0.7	30	0.7

Figure 16 : La dissipation du chargement HS-20 pour une route et E80 pour un chemin de fer. (Source : American Lifelines Alliance (2001)).

1- 95% de la charge initiale (82,7 KPa) se dissipe au-dessous d'une profondeur de 2.5m

2- 95% de la charge initiale (186 KPa) se dissipe au-dessous d'une profondeur de 6 m.

Ainsi pour diminuer l'effet du chargement HD-20, on essayera de maintenir une profondeur minimale de 2m dans l'emprise de la route.

Le procédé d'optimisation nous a permet de choisir la variante sous-variante 1-3; La question qui se pose à ce stade : comment exécuter ce Rooting ?

3. Évaluation de procédés d'exécution

La méthode classique, par défaut, de construction de nouveaux réseaux de conduites souterrains consiste à creuser des tranchées à ciel ouvert. Elle présente l'avantage d'être économique et maitrisée par l'ensemble de l'écosystème de construction marocain (Bureaux d'études + entreprises de construction + ouvriers…).

Les méthodes à ciel ouvert impliquent de creuser une tranchée le long de l'alignement du pipeline proposé, de transporter les déblais, de soutenir les murs de tranchée (ou les côtés en pente de la tranchée), de construire une fondation, de placer les sections de tuyau dans la tranchée, de les noyées et de remblayer la tranchée avec des opérations de compactage (voir fig. 1.1).

Dans les constructions à ciel ouvert, les efforts de construction sont concentrés sur des activités telles que la gestion de la gêne à la circulation, l'excavation et l'étayage de tranchées, la

construction des murs de soutènement provisoires, l'assèchement des tranchées (si nécessaire), les opérations de remblayage et de compactage, et la restauration de la surface.

Cependant, les risques sécuritaires augmentent avec une telle méthode à savoir : risques d'accidents dans les tranchées près de l'emprise de la route, risques d'endommager des réseaux existant au-dessous de l'emprise. Une autre contrainte bien particulière à ce projet est une contrainte planning : les autorités locales dans leur plan d'aménagement prévoient le dédoublement de la route R316, par conséquent ça ne sera pas possible de creuser à ciel ouvert dans la route elle-même.

Dans notre cas : 93% des travaux seront par tranchés à ciel ouvert et les 7% des travaux restant seront exécutés par une méthode sans tranchées (*trenchless technlologies piping)*.

4. Travaux avec tranchées à ciel ouvert :

L'ensemble des canalisations d'hydrocarbure seront logées dans une tranchée dont la profondeur varie entre 2,50 et 4 m, dont la largeur est de 2,9 m.

Comme montré dans la figure 17, plus de 93% des travaux seront par tranchées à ciel ouvert (7% est due à la présence d'un passage souterrain où les tranchées ne sont plus pratiques car il n'est pas question de couper la circulation par tranchées à ciel ouvert).



Figure 17 : Les travaux prévues à ciel ouvert en jaune.

Vu l'importance en volume de travaux avec tranchées, une étude fera le point sur la stabilité des excavations.

Stabilité des fouilles :

Hauteur critique : la profondeur limite d'excavation où son dépassement implique l'effondrement.

Les sols dotés d'une cohésion c', peuvent tenir à la verticale jusqu'à une hauteur critique Hc. L'expression théorique, largement utilisée par les BET géotechnique au Maroc, de cette hauteur est : Hc = (π + 2) c'/γ, où c' est la cohésion effective du sol (Kg/m2) et γ sa densité (Kg/m3). (L'expression est retrouvée aussi dans : *Lemdani*, cours construction EPAU). **[17]**

Sachant que le marno-calcaire a une densité moyenne de 23,439 kN/m3 et une cohésion minimum de 9 kPa, la hauteur critique est donc :

$$Hc \ = 1{,}97 \, m$$

En considérant un coefficient de sécurité F = 1,5, la hauteur maximum pour laquelle les tranchées tiendront à la verticale est :

$$Ho \ = \ Hc/F \ = \ 1{,}3 \, m$$

Talus latéral d'équilibre

La stabilité d'un talus d'angle β, est calculée selon l'abaques de Taylor. Le tableau ci-dessous donne la hauteur d'équilibre H du talus, en fonction de l'angle d'inclinaison β sur l'horizontale, pour un angle de frottement φ' = 23,70°, une cohésion c'=9 kPa et un coefficient de sécurité de F = 2.

H(m)	0,96	2,0	2,5	3,0	4,0	5,0
β	90°	52°	35°	30°	25°	22°

Tableau 4 : La hauteur d'équilibre du talus en fonction de l'angle de l'inclinaison avec l'horizontale.

Les parois des tranchées demeurent stables à la verticale, jusqu'à une profondeur de 1 m. Au-delà de cette profondeur, il est nécessaire de les taluter à un angle β avec l'horizontale.

Remarque en présence des précipitations : Dès lors, pour éviter le glissement des terres, des mesures particulières doivent être prises, d'autant plus si le sol se sature en eau par d'éventuelles précipitations.

Lorsque l'eau s'infiltre dans le sol, elle prend la place qu'occupait l'air dans les interstices, les fissures et les cavités. L'eau étant plus lourde que l'air, le terrain peut se retrouver surchargé, ce qui joue en faveur de la gravité, au détriment de la force de cohésion : les particules de sol s'éloignent les unes des autres, sous l'effet de ce que l'on appelle la pression interstitielle. A mesure que cette pression s'intensifie, la force d'attraction qui unit les grains diminue et ils se mettent progressivement à évoluer indépendamment les uns des autres.

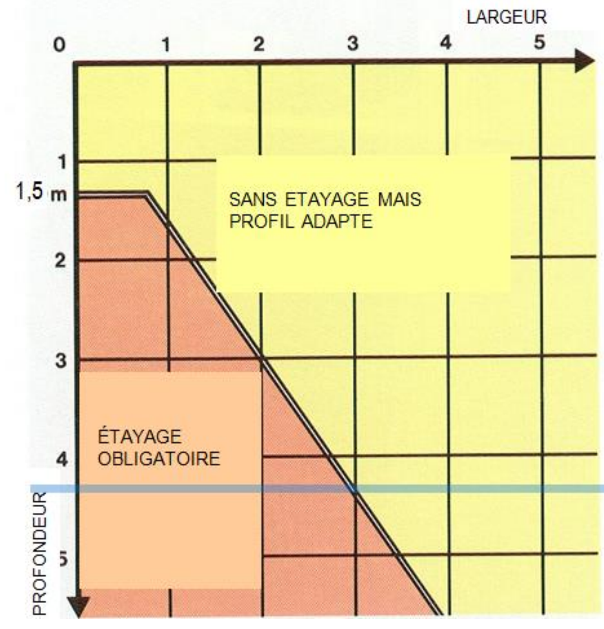


Figure 18 : limite de stabilité des excavations.

Conclusions de l'étude :

- Toute tranchée de plus de 1,5 m de profondeur, susceptible de devoir abriter une intervention humaine en fond d'excavation doit être protégée par étayage ou blindage, ou faire l'objet d'étude de terrassement sur les pentes de remblais.
- Au-delà de 1,5 m, sans étayage ou blindage, la pente de creusement ne pourra pas excéder 45° hormis en terrain rocheux ou s'effritant difficilement.

Etayage et blindage :

L'étayage est réalisé par l'enfoncement limité (0,2 m maximum) de pieux en fond de tranchée et par la mise en place de planches de coffrage entre la paroi excavée et les pieux latéraux eux-mêmes stabilisés par des madriers (perpendiculaires et parallèles à la tranchée) et boulonnés aux pieux. Il s'agit donc de réaliser une cage en bois qu'il est possible de déplacer par démontage et reconstruction de proche en proche, lors des opérations manuelles en fond de fouille (pose de joints, de vannes, compactage manuel).

Des cages en bois mobiles peuvent être utilisées à défaut de blindages préfabriqués. Elles devront être vérifiées par le superviseur du chantier et acceptées par ce dernier.

NB : Ils existent aussi des blindages métalliques préfabriqués et peuvent être manipulés avec un godet de pelle mécanique. Ils peuvent être levés progressivement lors de la mise en place et du compactage des matériaux d'enrobage et de remblai et déplacés de proche en proche. Ils sont généralement à prescrire pour des travaux importants ou nécessitants un délai court de réalisation.



Figure 19 : blindage métallique préfabriqué.

Conclusion de la méthode travaux à ciel ouvert :

La méthode présente le grand avantage qu'elle est bien maitrisée par un large éventail de l'ensemble de l'écosystème de construction. De plus, elle reste économique, que des travaux en galléries par exemple, dans les projets qui ne présentent pas de particularités (passage dans une rivière ou à travers un chemin de fer…). A noter que l'entreprise adjudicataire doit maintenir un grand niveau de vigilance lors des travaux avec le souci que l'ensemble des travaux (excavation + manutention des pipes + stockage …) soient de manière à gêner le moins possible la circulation.

Une autre contrainte de nature 'planning', particulière à notre projet, est le projet mené par les autorités locales de dédoublement de la route. La future route sera au-dessus de l'emprise des pipelines. Par conséquent, les travaux de tranchées à ciel ouvert doivent être finis avant le commencement des travaux de dédoublement. Le dédoublement est prévu mi 2020.

5. Travaux souterrains (*trenchless technology piping*) :

Comme discuté ci-dessus, afin de minimiser les coûts de construction, l'exécution des tranchées à ciel ouvert est généralement utilisée, mais quand un pipeline doit traverser des chemins de fer ou des ponts. Il n'est plus possible (ni pratique) d'utiliser cette dernière.

La présente section traitera l'ensemble des prescriptions techniques relatives à la construction et l'installation de nouveaux conduites exécutés sans tranchées afin de proposer la méthode la plus adaptées aux contraintes de notre projet.

Par une analyse multicritères abordée dans l'étude du Rooting, le rooting sera le long de la route R316. (Voir le plan de situation ; figure 15)

Afin de ne pas passer par le refuge central de la route, des travaux de passages sans tranchées sont incontournables. La longueur totale du passage est estimée à 183m, d'une profondeur variable entre 4 m et 2.6m (hormis l'élévation du pont rail et du pont routier) – voir profil en long figure 17. La largeur du puits d'entrée est estimée à 3.7m.

Les figures suivantes permettent de bien comprendre les enjeux et définir le besoin :

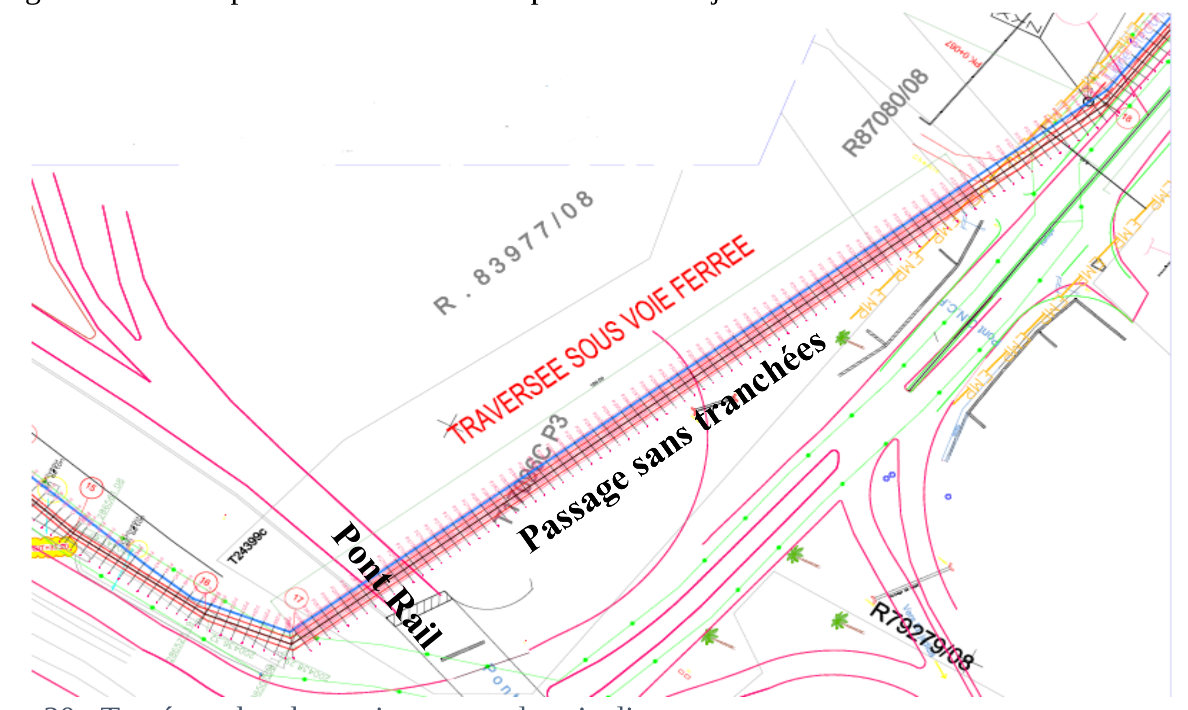


Figure 20 : Tracé en plan du rooting retenu des pipelines



Figure 21 : Image satellite du rooting des pipelines ; En **bleu** la partie exécutée en tranchées à ciel ouvert et en **orange** la partie enfoncée du tracé.

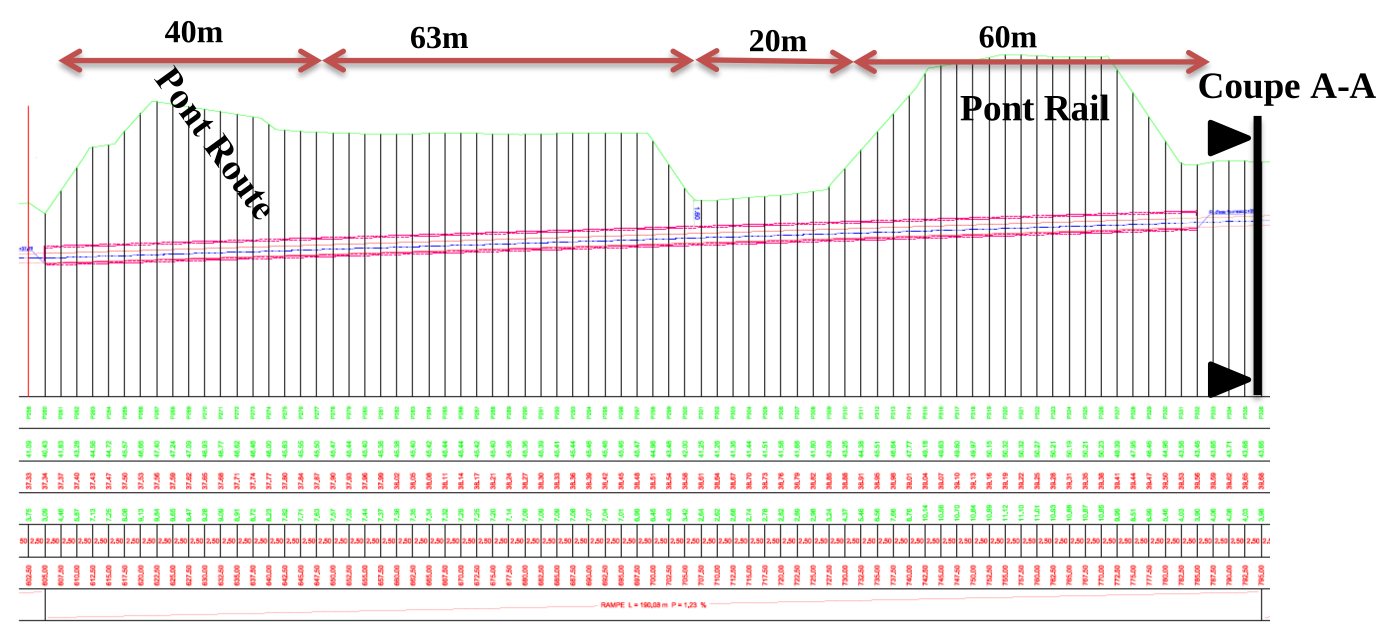


Figure 22 : Profil en long du rooting retenu des pipelines dessinés par COVADIS ; en rouge la partie exécutée enfoncée sans tranchées.

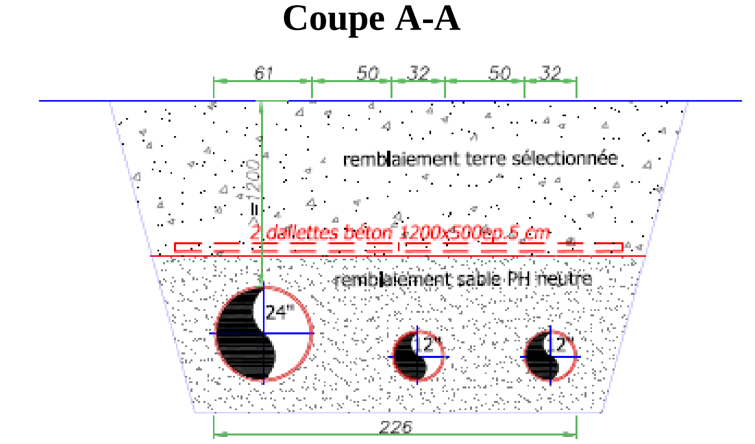


Figure 23 : Profil en travers du Rooting – Coupe A-A

Conclusion des caractéristiques du passage :

- *Longueur du passage : 183m peut être exécuté en deux phases*
- *2 Pipelines de diamètre 12'' et un de 24''*
- *15m pour l'installation des machines de forages (puits d'entrée)*

5.1. Normes et références pour l'élaboration de la partie sans tranchées :

- *API 1102* : Steel Pipelines Crossing Railroads and Highways ; (**1993**)
- *American Society of Civil Engineers._ ASCE standard* - Standard practice for direct design of precast concrete box sections for jacking in trenchless construction- ; (**2001**)
- *American Society of Civil Engineers. _ASCE standard* ASCE Manuals and Reports on Engineering Practice No. 106, Horizontal Auger Boring Projects ; (**2004**)
- *American Society of Civil Engineers._ASCE standard* ASCE Manuals and Reports on Engineering Practice No. 115 on Pipe Ramming Projects (**2008**)
- *Mohammad Najafi* - Trenchless technology piping_ installation and inspection-WEF Press _ ASCE Press _ McGraw-Hill ; (**2010**)
- *American Society of Civil Engineers. _ASCE standard* Pipeline design for installation by horizontal directional drilling ; (**2014**)
- *American Society of Civil Engineers._ASCE standard* Standard design and construction guidelines for microtunneling ; (**2015**)
- *Alireza Bahadori* - Oil and Gas Pipelines and Piping Systems. Design, Construction, Management, and Inspection-Gulf Professional Publishing ; (**2017**)
- *GS_EP_PLR_104_revised* - GENERAL SPECIFICATION PIPELINES - RISERS Onshore pipeline systems ; (**2017**)

5.2. Etat de l'art des techniques de travaux sans tranchée et présentation des procédés

La figure suivante montre les différents types de procédés applicables à la réalisation de nouveaux pipelines. Ce chapitre montrera les différents modes opératoires, les avantages ainsi que les limitations de ces procédés.

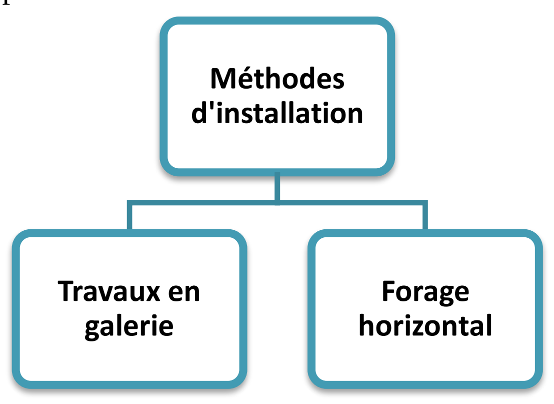


Figure 24 : Types de procédés applicables à la réalisation de nouveaux pipelines

5.3. Travaux en galerie (Conventional Pipe Jacking)

(CPJ) est une méthode d'installation 'one phase' des pipes où les sections des conduites préfabriquées sont poussées directement derrière le creusement du tunnel par l'appareil-de-forage. Dans cette méthode, un opérateur peut exécuter l'abattage du front du tunnel dans le cas où les diamètres des pipes est généralement plus de 42''. Ce genre de méthodes où l'abattage est manuel est appelée : '*worker entry method*'. L'abattage peut se réaliser mécaniquement par micro tunnelier, forage à la tarière horizontale et pilote micro-tunnelier de pipes. Ce genre de méthodes où l'abattage est mécanique est appelée : '*worker no-entry method*'.



Figure 25 : CPJ par un tunnelier

(Source : victoria-trenchless-solutions)

La figure 25 illustre une méthode d'abattage mécanique. Dans cette méthode conventionnelle de poussage des pipes, les nouvelles sections de conduite sont en manutention par une grue entrainant la section dans le puits d'entrée (également appelée puits d'attaque), de sorte que le 'train des pipes' complet soit installé en même temps que l'excavation du puits.

Étant donné que les sections de conduite sont creusées selon cette méthode, les conduites sont conçues et fabriquées pour supporter à la fois les charges de poussage et les charges permanentes (sol, hydrostatique et circulation). Cependant, les charges de poussage (bien que différentes des charges permanentes) contrôlent la conception de la conduite.

Comme le diamètre minimum de ce type de procédé est 42’’ (1.1m) et ne devient rentable qu’avec des grands diamètres de l’ordre de 3m, il est largement utilisé pour des grands passages souterrains (passages du métro.) ***De ce fait, le présent document ne détaillera pas ses différents types***.

5.4. Forage horizontal (Horizontal Earth Boring)

Dans le forage horizontal (HEB), des ouvriers peuvent travailler dans le puits, mais en général, ne pénètrent pas dans le trou de forage ni dans le tuyau installé. Par conséquent, ces méthodes peuvent être utilisées pour des installations des pipes de petit diamètre (4 po ou plus). La méthode du forage horizontal est en outre divisée en un certain nombre de méthodes illustrées dans la Fig. 8. Ces méthodes sont décrites brièvement-dans-les-sections-suivantes.

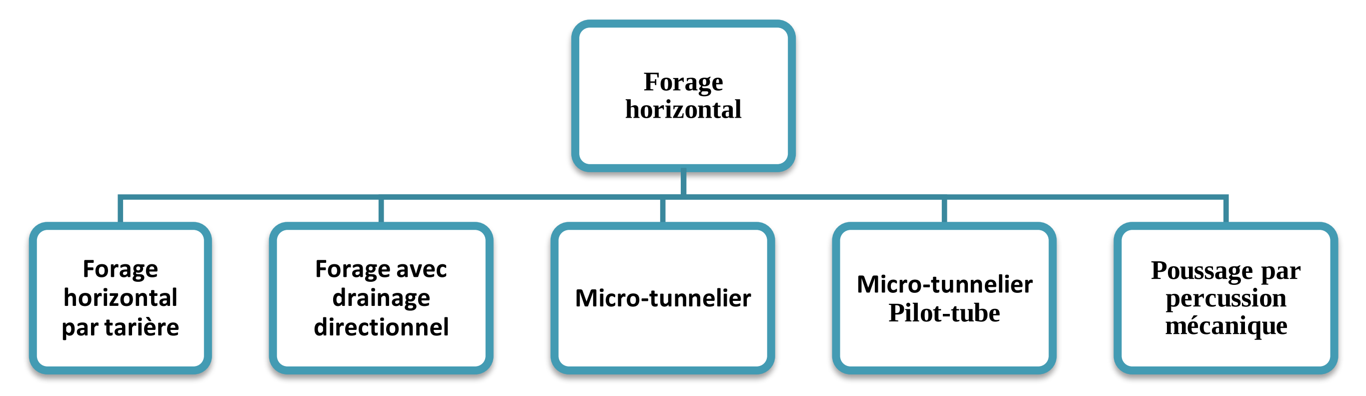


Figure 26 : Méthodes du forage horizontal

a. Forage horizontal par tarière (Horizontal Auger-Boring Method)

La méthode de forage à la tarière horizontale (HAB) est une opération rentable pour l'installation d'une conduite de protection, dite casing, en acier dans lequel le pipe traverse une route, une autoroute ou une voie ferrée.

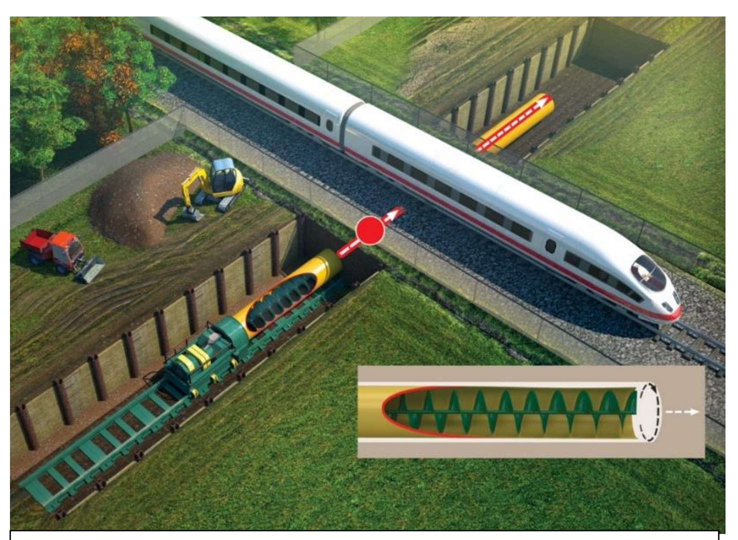


Figure 27 : HAB au-dessous d'une voie ferrée

(Source : vis-mos.ru horizontal directional drilling)

Ce processus consiste à pousser simultanément un caisson en acier dans un puits d'entré situé sous la route ou le chemin de fer, tout en éliminant les déblais à travers le casing au moyen d'une vis sans fin rotative (tarière). Cette dernière transporte les déblais vers le puits d'entrée. La conduite de protection supporte le sol autour d'elle lorsque les déblais sont retirés. La figure ci-dessous est une figure schématique d'un chantier exécuté par HAB.

Habituellement, une fois l'installation du casing est terminée, un pipe est installé à l'aide d'entretoises et l'écart est rempli de coulis. L'équipement HAB conventionnel fournit un indicateur de niveau d'eau pour le contrôle du nivellement et n'a aucune capacité de direction pour l'alignement. Les contrôles de ligne et de nivellement des équipements HAB sont disponibles, mais plusieurs entrepreneurs ne disposent pas de cette option. La figure ci-dessus illustre un schéma de fonctionnement de l'HAB. Le rapport du ASCE (American Society of Civil Engineers) '*ASCE Manuals and Reports on Engineering Practice No. 106, Horizontal Auger Boring Projects (ASCE, 2004)*, fournie des détails complets sur les méthodes HAB.

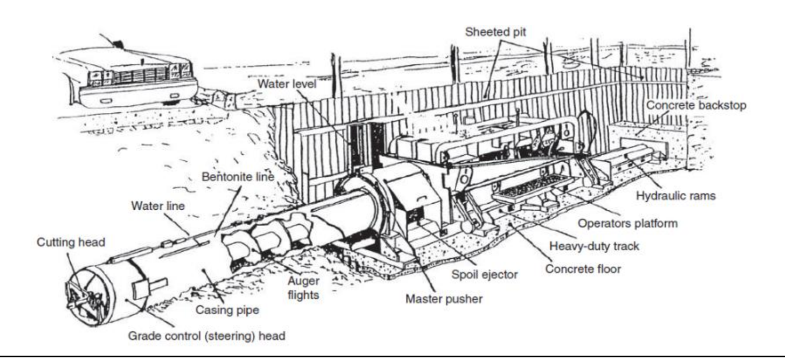
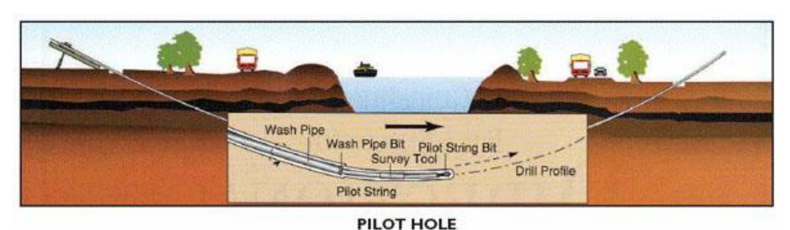


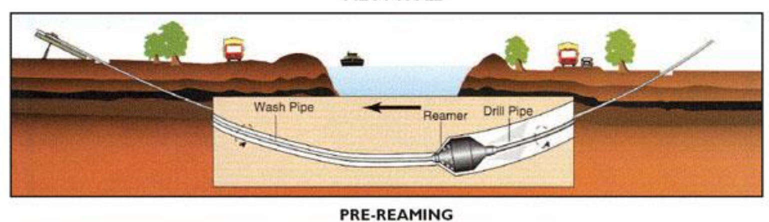
Figure 28 : la machine à tarière

(Source : Nickol Boring, Inc. | Professional Auger Boring in Iowa

b. Forage directionnel (Horizontal Directional Drilling Method)

Le forage directionnel horizontal (HDD) est un système orientable pour installation de pipes et de câbles le long d'un profil souhaité à l'aide d'un appareil de forage lancé en surface. Cette méthode nécessite le forage d'un alésage pilote qui est ensuite agrandi à l'aide d'un alésoir avant l'installation du pipe souhaité. En fonction du diamètre du pipe souhaité, plusieurs élargissements peuvent être nécessaires.





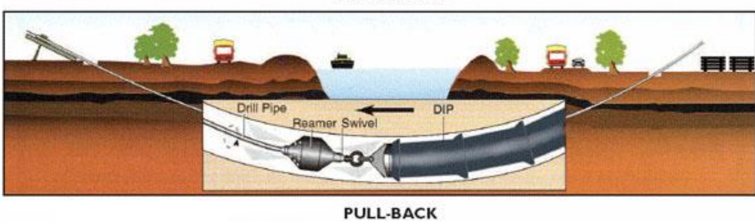


Figure 29 : Schéma du fonctionnement du HDD. (Source : L & B Directional Boring |)

Dans la norme, le rayon de courbure peut varie d'un rayon infini (horizontal) jusqu'à 100 ft / in. Diamètre du pipe (cette limitation inférieure est due à des considérations mécaniques pour limiter l'effet d'ovalisation du pipe) ; Cependant, cette méthode n'est presque jamais utilisée dans des forages horizontales.

Cette méthode est néanmoins largement utilisée pour les conduites d'eau à pression où un passage sous un obstacle est incontournable. Une grande étendue de HDD nécessite une surface minimale de 31m de large par 46m de long sans obstruction. Cette zone doit être nettoyée, nivelée et stable, ***ce qui rejette cette technique par manque de surface disponible.***

c. Micro-tunnelier (Microtunneling)

La méthode de micro-tunnelier (MT) est principalement utilisée pour l'installation des pipelines gravitaires tel que les égouts sanitaires. Les machines de forage à microtunnelage (MTBM) sont guidées au laser et télécommandées, ce qui permet une surveillance et un ajustement précis de l'alignement et de la pente au fur et à mesure de l'avancement des travaux, de sorte que le pipe puisse être installé sur une ligne et une pente précise.

Les méthodes de microtunnelage ont été initialement développées pour les pipes de 900 mm (36 po) ou moins. Cependant, la même technologie est actuellement utilisée pour des pipes de grande taille où une technologie télécommandée est requise.

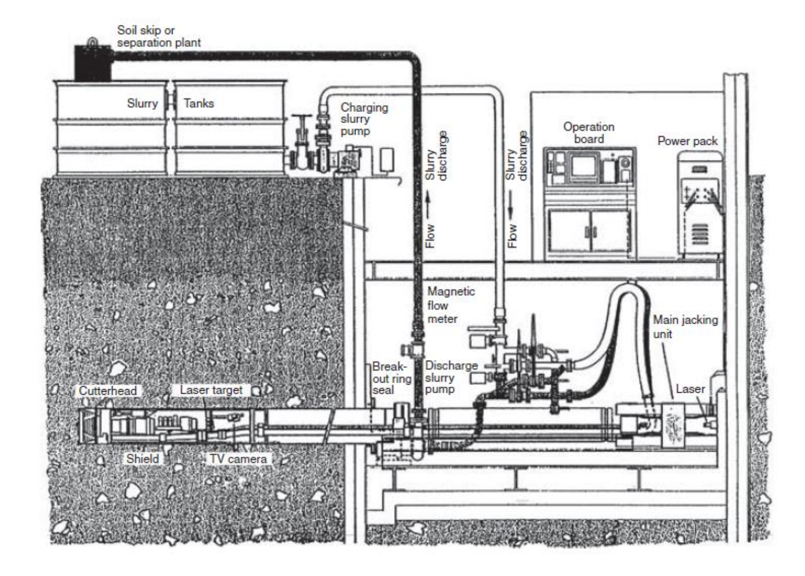


Figure 30 : Un schéma d'une opération du microtunnelage. (Iseley et al., 1999.)

Ces méthodes requièrent un puits d'entré pour le poussage du pipe et un puits de sortie pour la récupération du MTBM. La méthode (MT) comprend les composants principaux de :

- Télé commandement : le MTBM est télécommandé à partir d'un panneau de commande, situé normalement en surface. Cette méthode consiste à excaver et à enlever le sol et à installer le pipe.
- Guidage laser : Le système de guidage est généralement un faisceau laser projeté sur une cible dans le MTBM, capable d'installer des conduites gravitaires ou autres types de canalisations nécessitant un fonçage précis.
- Système de poussage : processus de construction d'un pipeline en poussant successivement le MTBM à travers le sol à l'aide d'un système de poussage.
- Appui au front du tunnel : une pression continue est exercée sur la surface de l'excavation pour équilibrer la pression des eaux souterraines et des sols.

La méthode (MT) installe les pipes avec une précision de ± 1 po (2.5cm) dans les alignements horizontal et vertical. Le système d'élimination des déblais le plus courant pour le microtunnelage est un système de transport par boue. Avec une bonne planification, une identification des sols et une sélection de MTBM appropriées, les méthodes de microtunnelage sont applicables à de nombreux types de sols, au-dessus ou au-dessous de la nappe phréatique.

L'ASCE a publié le *Standard Construction Guidelines for Microtunneling (CI/ASCE 36-15)* qui traite l'ensemble de l'opération : planification, design, matériaux et construction.

d. Micro-tunnelier à tube pilote (Pilot-Tube Microtunneling)

Le microtunnelage à tube pilote (PTMT), également appelé forage à la tarière guidée ou forage guidé, a son origine en Europe pour l'installation des conduites de 4’’ à 6’’ et a été introduit en 1995 aux États-Unis.

Le microtunnelage à tube pilote est une méthode alternative et rentable au microtunnelage conventionnel. Le microtunnelage à tube pilote associe la précision du microtunnelage, le mécanisme de direction d'une perceuse directionnelle et le système de transfert des déblais d'une tarière à vis sans fin.

PTMT utilise une tarière et un système de guidage utilisant un théodolite monté sur une caméra et une cible avec des LEDs pour garantir une précision élevée en alignement et en pente.

Lorsque les conditions sont favorables (principalement des conditions de sol meuble, des distances de conduite inférieures à 300 ft (90m), et pipes de diamètre inférieur à 30’’), le microtunnelage à tube pilote peut constituer un outil rentable pour l’installation de conduites par gravité. La popularité de cette méthode prend source de son faible coût initial, ses installations peu profondes, son faible besoin en espace de travail et ses petites fosses d’attaques.

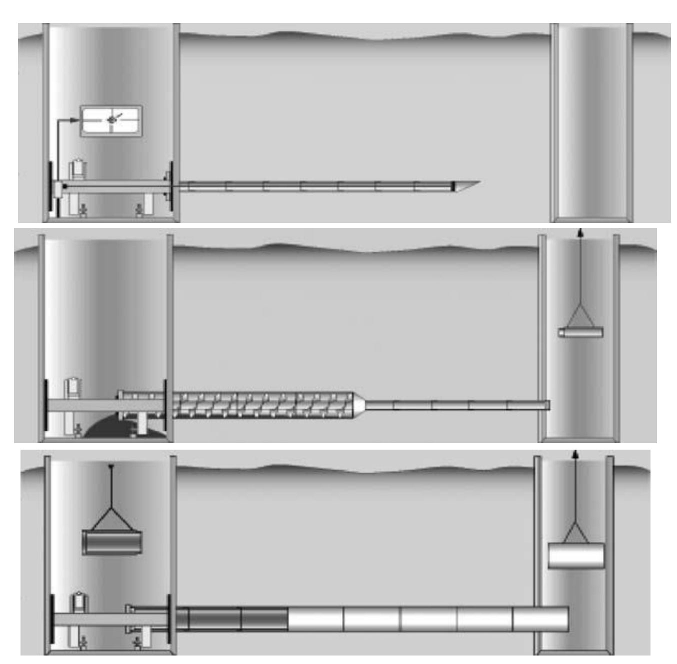


Figure 31 : Les étapes types d’une opération de microtunnelage à tube pilote(PTMT) (Source : Mohammad Najafi - Trenchless technology piping _ installation and inspection)

e. Fonçage par percussion (Pipe-Ramming Method)



Figure 32 : travaux de fonçage d'un casing de 48'' (Source : EARTH BORING CL) Auger Boring Machine)

Semblable à la méthode de forage à la tarière horizontale, la méthode de percussion des pipes est principalement utilisée pour l'installation des conduites dans les passages à niveau. À l'aide d'un compresseur-d'air, cette méthode consiste à marteler un tube en acier dans le sol à partir d'un puits d'entrée. Le tube peut avoir une extrémité fermée martelée (pour des diamètres inférieurs à 8 po) ou ouverte (pour des diamètres de 8 po ou plus).

Lorsque des diamètres importants sont utilisés, les déblais sont poussés hors du casing en acier à l'aide de la pression d'air, de la pression d'un fluide ou de moyens mécaniques, tels que le 'bobcat' (pour les grands diamètres) ou la combinaison de ces méthodes.

L'énergie dynamique d'un marteau à percussion attaché à l'extrémité du casing est utilisée pour installer le tube d'un puits d'entrée à un puits de réception. Dans cette méthode, l'équipement de percussion ne crée pas de trou de forage ; Il agit plutôt comme un marteau pour faire passer le casing à travers le sol. Le pipe souhaité peut être utilisé principalement pour des applications sous pression (telles que l'eau et le gaz); Toutefois, si le tubage est grand par rapport au pipe souhaité, celui-ci peut être installé à l'aide d'entretoises pour applications gravitaires. Dans cette méthode, le casing fournit un support continu au sol.

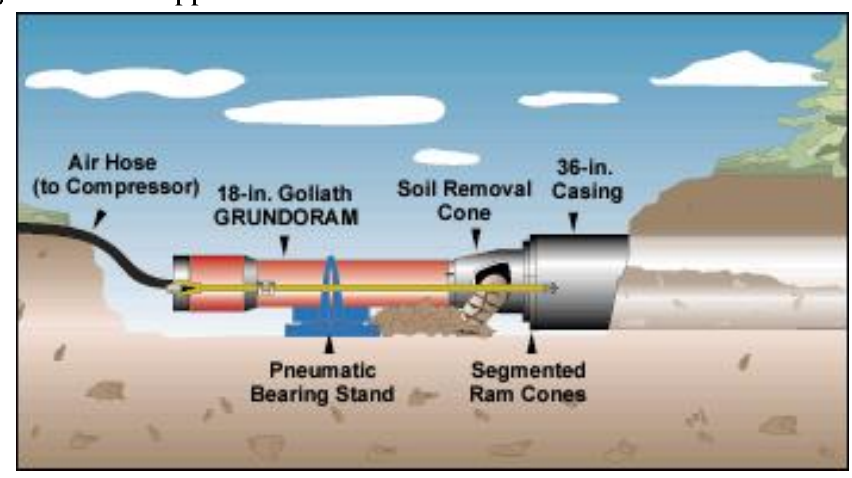


Figure 33 : un schéma d'une opération du pipe-ramming *(Typical pipe ram set up. For the Los Alamos job, the DH Underground crew was able to install 250 feet (78m) of 36-inch casing*

through extremely challenging soil conditions using an 18-inch diameter pneumatic Grundoram Goliath pipe ramming tool.) (Source : TT Technologies, Inc.)

L'ASCE a publié : *ASCE Manuals and Reports on Engineering Practice No. 115 on Pipe Ramming Projects (ASCE, 2008)* qui traite l'ensemble de l'opération : planification, design, matériaux et construction.

f. Conclusion

On peut schématiser l'ensemble de ces techniques et leurs domaines d'application dans les figures suivantes :

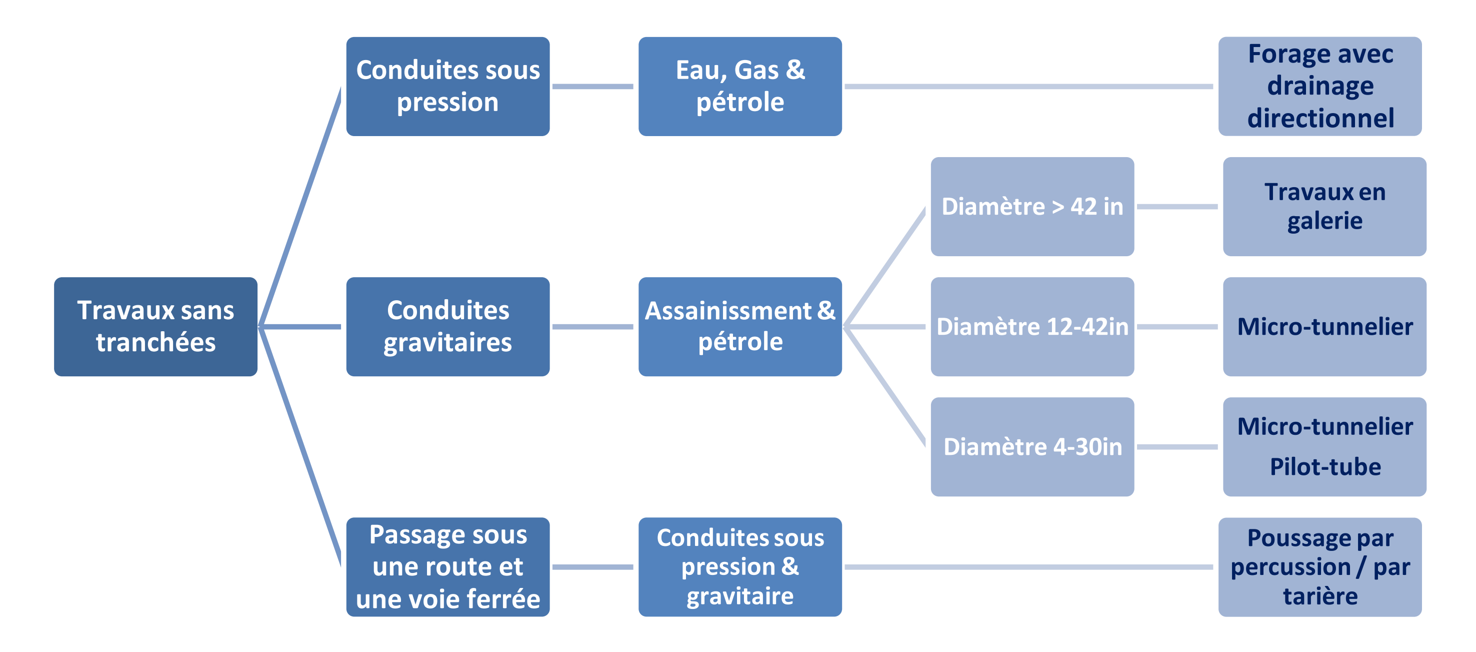


Figure 34: L'ensemble des techniques et leurs domaines d'application

Dans notre cas, bien que les ***pipes*** *soient* ***en pression****, le* ***tracé*** *est similaire à un tracé de* ***conduite gravitaire*** *où la pente est maintenue tout au long du passage souterrain (voir le profil en long).*

On peut conclure en ce qui concerne les méthodes applicables dans notre cas sont HAB, PR, MT et PMMT. Le chapitre suivant relèvera les avantages et les inconvénients de ces méthodes pour qu'on puisse trancher sur les méthodes appropriées.

6. Comparaison des procédés jugés compatible avec le projet

Afin de comparer la méthode la plus adaptée à notre projet, il convient d'évaluer en premier les avantages et les inconvénients de chaque méthode jugés éventuellement faisable dans l'étude bibliographique. La présentation des avantages et des inconvénients est dans l'annexe N°5 ;

Matrice de comparaison multicritères

Afin de juger l'ensemble des méthodes citées ci-dessus, une matrice de comparaison a été faite basée sur une notation et des coefficients de pondération.

Les critères d'évaluation sont loin d'être exhaustives, mais l'ensemble est jugé suffisant pour trancher sur la méthode adéquate.

- **Les critères de comparaison :**

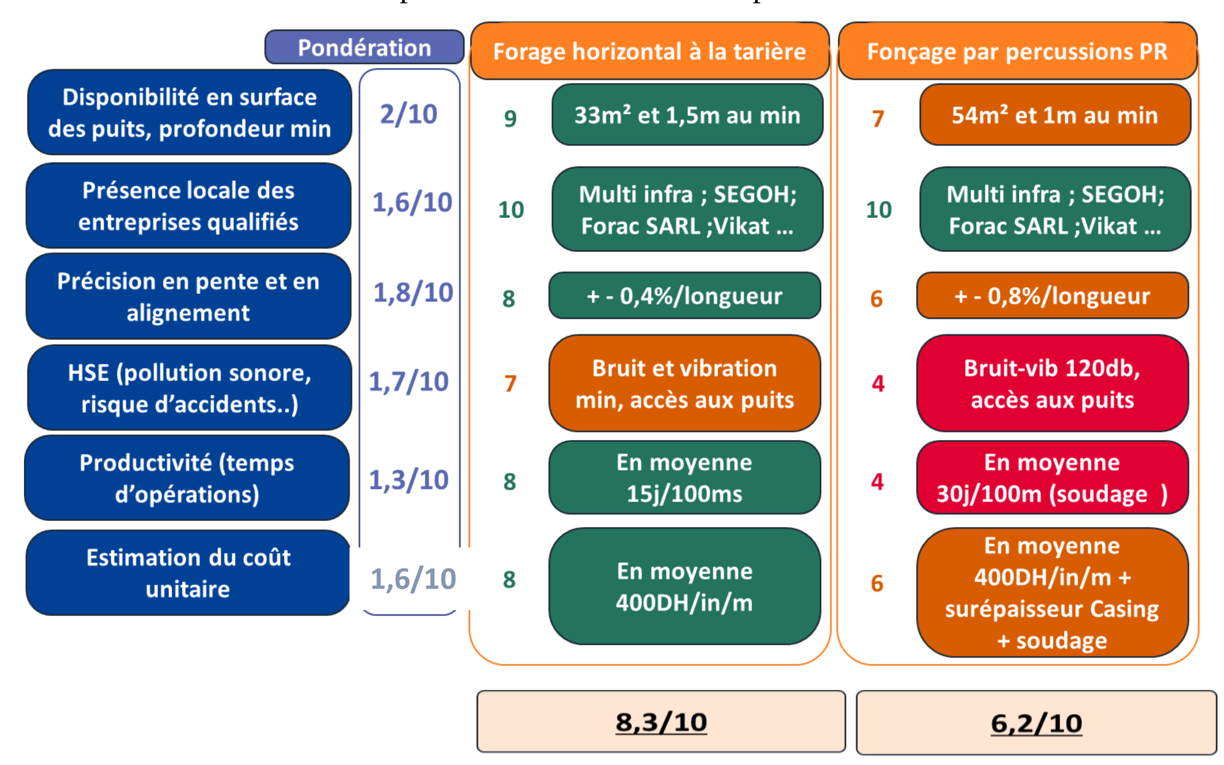
1. Préalables (études géotechniques approfondies, préparation du terrain, disponibilité en surface pour les puits d'attaques)
   -> (10->0 faisable - non faisable)
2. Présence locale - Entreprises qualifiées
   -> (10->0 Présence des prestataires -> aucune entreprise nationale)
3. Précision (en pente et en alignement)
   -> (10->0 précise-non précise)
4. HSE (Pollution, risque d'accidents...)
   -> (10->0 pas de risques - trop de risques)
5. Productivité (temps des opérations…)
   -> (10->0 opérations courtes - opérations longues)
6. Coût (DH/in/ml)
   -> (10->0 opérations non couteuses - trop couteuses)

Evaluation :

Chaque critère est évalué en lui affectant un coefficient de pondération sensé refléter son poids par rapport aux autres critères. Le poids de chaque critère est en corrélation avec le besoin de l'entreprise. Par exemple, le critère sécurité HSE prime, pour l'entreprise, sur le critère de productivité qui détermine le temps de l'ensemble des opérations. Par conséquent, le poids du critère HSE est supérieur au critère de productivité.

Les différentes notes sont attribuées conjointement par un BET expert dans ce type de travaux et l'encadrement de l'entreprise en se basant sur les conditions du terrain rapportées par l'ensemble d'études géotechnique et topographique.

La méthode correspondante à la note finale la plus élevée sera choisie.



	Pondération	Forage horizontal à la tarière		Fonçage par percussions PR	
Disponibilité en surface des puits, profondeur min	2/10	9	33m² et 1,5m au min	7	54m² et 1m au min
Présence locale des entreprises qualifiés	1,6/10	10	Multi infra ; SEGOH; Forac SARL ;Vikat …	10	Multi infra ; SEGOH; Forac SARL ;Vikat …
Précision en pente et en alignement	1,8/10	8	+ - 0,4%/longueur	6	+ - 0,8%/longueur
HSE (pollution sonore, risque d'accidents..)	1,7/10	7	Bruit et vibration min, accès aux puits	4	Bruit-vib 120db, accès aux puits
Productivité (temps d'opérations)	1,3/10	8	En moyenne 15j/100ms	4	En moyenne 30j/100m (soudage)
Estimation du coût unitaire	1,6/10	8	En moyenne 400DH/in/m	6	En moyenne 400DH/in/m + surépaisseur Casing + soudage
		8,3/10		**6,2/10**	

L'annexe N°6 présente la matrice dans sa totalité pour les quatre méthodes jugées faisable (HAB, PR, MT, PMMT).

7. Conclusion et choix de la méthode d'exécution

Le forage à la tarière HAB s'avère le plus adapté dans notre cas, avec la limitation de cette méthode en longueur de forage, l'exécution est recommandée en trois phases (60m+83m+40m). Le cahier des charges élaboré est en dernier Annexe.

1. Passage sous la voie ferrée de 60ml avec un puits d'entrée de dimensions maximales de 4m en profondeur x 4m de largeur x 15m de longueur et un puits de sortie de 3m en profondeur x 4m de largeur x 4m de longueur pour récupération.
2. L'exécution en tranchées à ciel ouvert de 83ml vu le faible trafic passant par ce tronçon de la R301 (voir figure 31)
3. Passage sous le pont route R301 de 60ml avec un puits d'entrée de dimensions maximales de 8m en profondeur x 4m en largeur x 15m en longueur et un puits de sortie de 3.5 m en profondeur x 4m de largeur x 4m de longueur pour récupération.

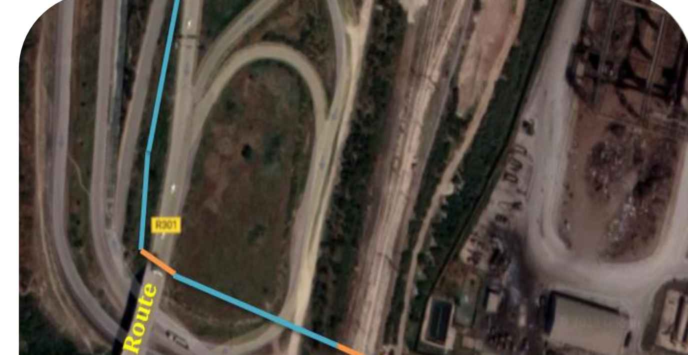


Figure 35 : Passage en tranchées à ciel ouvert (en bleu) et passage par le forage horizontal à la tarière (en orange).



CHAPITRE 3 : Etude Hydraulique

1. Introduction :

Après la définition du Rooting et le mode d'exécution des travaux génie civil, en tenant compte de toutes les contraintes techniques, administratives et économiques du projet 'Pipelines', la prochaine étape consiste à démarrer la conception détaillée des conduites, y compris la détermination des paramètres tels que le diamètre, débit et pression de service, afin de proposer en dernier lieu des consignes d'exploitations.

Avant d'entrer dans les calculs, il est important de comprendre les avantages et les inconvénients général du transport de la phase liquide des produits pétroliers.

Les principaux avantages de transport liquide par pipelines : **[5]**

- Lors de l'inspection à l'aide de racleurs, la vitesse est plus facile à contrôler que dans une phase gazeuse.
- Les dépôts en pipelines sont plus faciles à inspecter à l'aide d'ultrasons.
- Il est possible de transporter des produits proches en lots.
- Le liquide est incompressible, et donc la conséquence d'un échec est moins critique (le débit peut être rapidement arrêté).
- Le débit est plus contrôlable que dans la phase gazeuse.

Les inconvénients sont les suivants :

- Le risque de pollution en cas de fuite est plus grand, à savoir les hydrocarbures sont plus lourds que l'air ; (Sauf dans le cas des GPL, les gaz sont plus légers que l'air et diffuse dans l'atmosphère).
- Les pipelines peuvent facilement s'obstruer (se boucher) avec des dépôts cireux.
- Il y a un plus grand risque de corrosion dû aux conditions « acide ».

Les calculs de débit et/ou de perte de charge peuvent être effectués pour les conduites de divers produits à l'aide des formules et méthodes décrites dans le présent chapitre.

Les méthodes de calcul des pertes de charge mentionnées dans cette section consiste un *état de l'art* des équations présente dans la littérature hydraulique appliquées aux produits pétroliers. Les équations, dans leur champ d'application, sont révélées généralement cohérentes avec les résultats réels obtenus au cours du fonctionnement.

2. Design des Pipelines :

Le dimensionnement des pipelines des produits pétroliers est basé sur deux codes : ANSI/ASME B31.4 (Liquid Petroleum Transportation Piping Systems) et ANSI/ASME B31.8 (Gas Transmission and Distribution Systems).

Les conduites transportant HFO et HDB doivent être conçues et construites conformément à la norme *ANSI/ASME B31.4* et aux exigences supplémentaires de ce chapitre.

Comme le GPL est dans notre cas liquéfié, le pipeline responsable de transporter ces produits doit être aussi conçu et construit conformément à la norme *ANSI/ASME B31.4*. En outre, une attention spéciale doit être accordée à la pression : la perte de pression ne devrait en aucun cas créer de vaporisation, sinon un écoulement diphasique se généra.

Le scope de la norme *ANSI/ASME B31.4* prescrit les exigences relatives à la conception, aux matériaux, à la construction, au montage, à l'inspection et aux essais des Pipelines transportant des liquides tels que pétrole brut, condensat, essence naturelle, liquides de gaz naturel, gaz de pétrole liquéfié GPL, dioxyde de carbone, alcool liquide, ammoniac anhydre liquide, et les produits pétroliers liquides entre les installations des gisements, les parcs de stockage, les usines de traitement du gaz naturel, les raffineries, les stations, les terminaux (marine, ferroviaire et camion) et les autres points de livraison et de réception.

3. Pression de service admissible et pression d'essai hydrostatique

a. Pression de service admissible

Pour transporter un liquide ou un gaz dans une canalisation de transport, le fluide doit être sous une pression suffisante pour compenser la chute de pression due au frottement et à l'altitude à vaincre. Les longues canalisations fonctionnant à des débits élevés entraînent une chute de pression par friction plus élevée et, par conséquent, une pression interne plus élevée pour transporter le produit du début du pipeline jusqu'à son terminus.

La pression de service interne admissible dans une conduite est définie comme la pression maximale continue à laquelle la conduite peut-être exploitée sans provoquer de rupture. C'est ce que l'on appelle fréquemment la pression de service maximale admissible (MAOP de l'anglais : maximum allowable operating pressure). À cette pression interne, le matériau du pipe est soumis à des contraintes qui sont en dessous de sa limite d'élasticité. Comme indiqué

précédemment, le pipe soumis à une pression interne entraîne des contraintes dans le matériau du pipe dans trois directions différentes, comme suit : **[7]**

1. Contrainte circonférentielle Sh (ou 'hoop stess')
2. Contrainte longitudinale Sa (ou 'axial stress')
3. Contrainte radiale Sr (ou 'Radial stress')

Le dernier élément n'est significatif que dans les conduites à paroi épaisse. Parce que la plupart des pipelines de transport étant considérés comme à paroi mince, la composante de contrainte radiale est négligée. Ainsi, les deux contraintes importantes dans un pipeline sont la contrainte circonférentielle Sh et la contrainte axiale Sa, comme le montre la figure suivante :

Figure 36 : Contraintes agissantes sur un tronçon de pipe.

Barrowl a montré que Sa est égal à Sh/2. Par conséquent, la contrainte circonférentielle Sh est la contrainte déterminante de la pression interne que le pipeline peut supporter. Dans les conduites de transport des liquides, la contrainte Sh peut atteindre 72% de la limite d'élasticité du matériau du pipe.

Si le matériau du pipe a une limite d'élasticité de 70 000 psi, la contrainte circonférentielle maximale à laquelle le pipeline peut être soumis en raison de la pression interne est de : $0{,}72 \times 35\,000 = 25\,200\,psi$; En SI : $0{,}72 \times 241 = 173{,}5\,MPa$.

b. Pression d'essai hydrostatique

Afin de garantir que le pipeline puisse être exploité en toute sécurité à un MAOP particulier, le pipeline doit être testé à une pression interne supérieure avant son exploitation. Généralement, cela se fait avec de l'eau et le processus s'appelle un test hydrostatique.

Le pipeline est divisé en sections d'essai et est rempli d'eau. Chaque section d'essai est soumise à la pression d'essai hydrostatique requise et maintenue pendant une période spécifiée de 8 h. La canalisation est inspectée à la recherche de fuites. Les essais hydrostatiques sont traités dans la norme ANSI/ASME B31.4.

En règle générale, le pipeline est testé pendant une période donnée, telle que 4 h (pour les canalisations hors sol) ou 8 h (pipeline enterré), conformément au code de conception du pipeline et/ou aux éventuels réglementations de la ville et de l'État.

En règle générale, la pression de l'essai hydrostatique doit être au minimum de 125% de la MAOP. Ainsi, si le MAOP est de 1440 psig, le pipeline sera soumis à un test hydrostatique à une pression minimale de 1,25 × 1440 = 1800 psig. Étant donné que le MAOP est basé sur une contrainte circonférentielle égale à 72% de la limite d'élasticité du pipeline, Sh atteindra une valeur de 1,25 × 72% = 90% de la limite d'élasticité de la conduite pendant l'hydrotest.

Pour résumer, dans des conditions normales d'exploitation, dans les conduites transportant du liquide, le MAOP donne une contrainte Sh égale à 72% du SMYS (le terme SMYS représente la limite d'élasticité minimale spécifiée du matériau de la conduite ; de l'anglais : **S**pecified **M**inimum **Y**ield **S**trength), alors que, lors de l'hydrotest, il est égal à 90% de SMYS.

4. Dimensionnement mécanique des conduites

a. Nuances d'acier pour les pipelines

Les matériaux de pipes couramment utilisés sont désignés par (American Petroleum Istitute) API 5LX-42, 46, 52, 60, 65, 70 et 80. Le pipe API 5LX-42 a un SMYS égal à 42.000 psi, tandis que l'API 5LX-80 a un SMYS égal à 80 000 psi. La nuance du matériau la plus basse en limite d'élasticité utilisée est 5L, grade B, qui a un SMYS de 35 000 psi (241 MPa). La tuyauterie en acier sans soudure (seamless pipes) désignée ASTM A106 est également utilisée pour les systèmes de canalisation de liquide avec un SMYS de 35 000 psi. **[8]**

Dans notre cas, notre besoin de dimensionnement mécanique commence par la détermination de la pression éventuelle maximale. Nous ferons donc la somme de la pression délivrée par le navire, la surpression attendue par les racleurs, une éventuelle surpression par fermeture brusque des vannes avec une marge de sécurité.

La question qui se pose après la détermination de la pression interne, quelle épaisseur minimale capable de résister à cette pression ?
Le calcul de l'épaisseur des pipelines en se basant sur la pression de conception interne est basé sur l'équation de Barlow pour les conduites cylindriques à parois minces – reprise par la norme ANSI/ASME B31.4 - est présenté dans la section suivante.

b. Epaisseur des conduites :

La détermination de l'épaisseur minimale t requise pour une conduite de diamètre D soumis à une pression interne P, Barlow a introduit une relation entre la contrainte circonférentielle et t.

En pratique, en raison des exigences du code ANSI/ASME B31.4, une formule légèrement différente est utilisée qui prend en compte certains facteurs tels que le facteur de soudure et le facteur de design.

L'épaisseur minimale est déterminée à l'aide de la formule suivante ANSI/ASME B31.4 :

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times E \times F}$$

Où : P = Pression de calcul interne en Pa ;
S = limite d'élasticité -SMYS- en Pa (voir tableau 5 – Annexe) ;
t = Épaisseur nominale des parois, mm ;
D=Diamètre extérieur nominal du tuyau, en mm ;
E= Facteur de soudure (voir tableau 5 – Annexe 1) ;
F = Facteur de design de 0,72 (Facteur de design -Voir section précédente-), généralement 0,72 pour les conduites de liquide. Cependant, 0,60 est utilisé pour des conduites colonnes montantes, sur une plate-forme située au large OFFSHORE ou sur une plate-forme dans des eaux navigables)

Pour choisir le grade du pipe (matériau des pipes), on se réfère à la norme ANSI/ASME B31.4 synthétisée par l'ouvrage : ***Pipeline Rules of Thumb Handbook : A Manual of Quick, Accurate Solutions to Everyday Pipeline Engineering Problems*** – de son auteur : ***E.W. McAllister***.

Une autre formule du code français CODAP (Code de construction des appareils à pression non soumis à la flamme) qui fournit l'épaisseur minimale pour une pression de service donnée, largement utilisé dans le contexte marocain est : (formule C2.1.4.3 du CODAP)

$$t = \frac{P \times De}{2f + P}$$

Où : P = Pression de calcul interne en Pa ;
De = Diamètre extérieur du tube ;
t = Épaisseur minimale des parois, mm ;
f : contrainte nominale de calcul en Pa.

Pour la présente étude, la température de calcul est largement inférieure à la température au-dessus de laquelle le fluage est pris en compte dans le calcul de la contrainte nominale, à savoir 370°C. Donc le fluage a été négligé.

$$f = min\left\{\frac{R_{p0,2}}{1,5};\frac{R_m}{2,4}\right\}$$

Avec : R_m : la valeur minimale de la résistance à la traction à température ambiante

$R_{p0,2}$: la valeur minimale de la limite conventionnelle d'élasticité à 0.2% à température ambiante.

c. Application au projet :

Basé sur API Spec. 5L, 42ème édition, janvier 2000, les grades utilisables pour nos pipelines sont B, X-42, X-46, X-52, X-56, X-60, X-65 et X-70 ; les grades intermédiaires ne doivent pas être utilisés.

Plus la nuance de l'acier est élevée, plus la limite d'élasticité est grande, ce qui signifie que la pression de fonctionnement maximale admissible est plus élevée.

En plus de la pression interne, le tuyau doit résister aux charges externes éventuellement présentes. Cela peut inclure la circulation routière et ferroviaire sur la conduite et les passages à niveau et les charges imposées sur la conduite pendant la construction.

Pour déterminer la nuance d'acier la plus économique : Une évaluation multicritère doit être réalisée par rapport au diamètre du pipe, l'épaisseur de la paroi, l'aptitude de soudabilité et le coût.

Par un retour d'expérience on choisira, pour la présente étude, un acier API 5L Grade B (en normes européennes EN 10208-2 S245NB), sa limite d'élasticité est de 241MPa.

La Pression de calcul interne est la somme de la pression délivrée par le navire, la surpression attendue par les racleurs, éventuelle surpression par fermeture brusque des vannes (voir section suivante) et ajoutant une marge de sécurité. Pour le Fuel : P=25barg, la condition de pression limite de service est satisfaite.

Pour un pipe de 24'' :

- L'ANSI/ASME B31.6 prévoit : $t = \frac{25\times600}{2\times2410\times1\times0,72} = 4,32mm$;
- L'ASME prévoit : t=$\frac{2,5\times10^6\times600\times10^{-3}}{2\times160,7\times10^6+2,5\times10^6} = 4,63mm$;

- Pour un ACIER API 5L GrB schedule 20, on a : $R_m = 413MPa$ et $R_{P\,0,2} = 241MPa$, d'où $f = 160,7MPa$

Cherchant dans le référence des conduites présente sur le marché (ASME B 36.10 M–1996), on trouve que l'épaisseur standard des pipes de 24'' est 9,53mm (schedule 20), ce qui est largement suffisent pour cette pression de service.

Avec cette épaisseur la pression maximale peut atteindre : 50 barg.

d. Coup de bélier :

Comment déterminer la surpression maximale dans une conduite remplie de liquide lorsqu'une vanne est soudainement fermée ?

Toute variation de vitesse d'un liquide dans une conduite, produite par un vannage brusque, engendre une surpression ou une dépression, appelée coup de bélier, qui se propage comme une onde choc le long de la conduite.
Certains incidents représentatifs causés par un coup de bélier sont énumérés ci-dessous : **[6]**

<u>Surpression :</u>

• rupture du pipe ;

• raccords de tuyauterie endommagés ;

• Dommages causés aux pompes, aux fondations et aux vannes ;

<u>Dépression :</u>

• Flambage de tuyaux en plastique et en acier à paroi mince

• Les dépôts sales sont aspirés dans les canalisations par des joints d'étanchéité, des raccords à brides ou à emboîtement.

La surpression maximale peut être rapidement déterminée à l'aide de la règle empirique suivante : La pression en (KPa)dans la conduite est égale à 1,129 fois le poids volumique en (Kg/m3) multiplié par sa vitesse en (m/s). Cela se compare avantageusement aux résultats obtenus avec la formule de Joukovski-Allievi :

$$\Delta P = C\frac{V}{g}$$

La célérité des ondes de choc peut être évaluée sur la base ***<u>des caractéristiques du matériau</u>*** comme suit :

$$C = \sqrt{\frac{1}{\rho({}^{1}/_{K} + {}^{D}/_{Ee})}}$$

K: Module d’élasticité bulk du liquide

e: épaisseur de la conduite

E : Module d’élasticité du matériau de la conduite

La célérité des ondes de choques peut-être évaluée sur la base ***du matériau lui-même :***

$$C = \sqrt{\frac{9900}{48{,}3 + k\,{}^{D}/_{e}}}$$

Où : ΔPest la surpression ; V est la vitesse d’écoulement et k : un coefficient proportionnel au module d’élasticité des parois de la conduite : $k = \frac{10^{10}}{E}$

Le module d’élasticité dans ce cas peut se calculer par la formule ci-dessous (connu par : The adiabatic bulk modulus formula). Le module Bulk d'un liquide est lié à sa compressibilité. Elle est définie comme la pression requise pour provoquer un changement d'unité de volume d'un liquide. Comme la plupart des liquides sont pratiquement incompressibles, ils nécessitent de très fortes pressions pour provoquer un changement de volume important. Pour la plupart des liquides, le module est approximativement compris entre 250 000 et 300 000 psi. Un nombre assez élevé démontre l'incompressibilité des liquides.

$$K = A + B(P) - C\sqrt{T} - D(API) - E(API)^2 + F(T)$$

Où :
$A = 1.286 \times 10^6$; B = 13.55; $C = 4.122 \times 10^4$; $D = 4.53 \times 10^3$; E = 10.59; F = 3.228
P – Pression en (psig) (1psig=0,0689 barg)
T – Température en °R (1°R=-272,594°C)

API $= \frac{141{,}5}{Specefic\ Gravity} - 131{,}5$: densité API (API gravity of liquid) ;

La densité de l'American Petroleum Institute, ou densité API, est une mesure de la légèreté d'un liquide pétrolier par rapport à l’eau : si sa densité API est supérieure à 10, il est plus léger et flotte sur l'eau ; si moins de 10, il est plus lourd et coule.

Exemple de calcul pour le Fuel :

La température de réception T=50°C, le poids volumique : 980Kg/m3, API=36,95 et une pression de 10barg

$$K = 134501\,psi = 9268bar$$

Pour un pipe de 24'', une épaisseur de 5,537mm, une vitesse de 1m/s (une vitesse de moins implique une surpression de moins), E=205000MPa :

En utilisant l'équation simplifiée, ΔP =1106,42 KPa=11bar=10barg.

En utilisant l'équation complète, **ΔP** =155,131139psi=10,2bar=**9,2barg** ; la différence est d'environ 4%.

Conclusion du design mécanique (HFO en exemple)

Pour un pipe de 24'' transportant du Fuel :

- Grade d'Acier : API 5L Grade B avec 2410barg en limite d'élasticité ;
- Surpression (coup de bélier) : 9,7barg ;
- Pression de service maximale : 25 barg
- Pression de service maximale que le pipe peut résister mécaniquement : 50 barg ;
- La pression d'essai hydrotest : 31bar g ;
- Epaisseur de la conduite : 9,53mm schedule 20 ;

---

5. Dimensionnement hydraulique des pipelines :

a. Vitesse et régime d'écoulement :

Le profil de vitesse d'un fluide s'écoulant dans une conduite n'est pas constant à travers le diamètre, la vitesse d'une particule fluide dépend de la position de celle-ci par rapport aux parois de la conduite, dans la plupart des cas, les modèles hydrauliques prennent en considération la vitesse moyenne à travers la section transversale de la canalisation qui peut être calculée en utilisant la formule suivante :

$$V = \frac{Q}{A}$$

Où V : vitesse moyenne du fluide ; Q : Débit de la conduite ; A : surface de la section transversale de la conduite.

La surface de la section transversale d'une conduite circulaire, peut être directement calculée à partir du diamètre D (m), donc l'équation de la vitesse peut être reformulée comme suit ;

$$V = \frac{4Q}{\pi D^2}$$

Dans un écoulement en charge, les forces de pression et les forces de viscosité sont les seules à jouer un rôle, par conséquent, un nombre sans dimensions peut être calculé et employé pour caractériser le régime d'écoulement. Ce paramètre est le nombre de Reynolds qui peut être

considéré comme rapport entre les forces d'inertie et les forces de viscosité dans un l'écoulement.

Le nombre de Reynolds s'écrit pour les conduites circulaires :

$$Re = \frac{VD\rho}{\mu} = \frac{VD}{\vartheta}$$

Où Re: Nombre de Reynolds ; D : Diamètre de la conduite ; ρ : densité du fluide ; μ :Viscosité dynamique ; ϑ : Viscosité cinématique.

Selon le nombre de Reynolds on peut définir trois régimes d'écoulement comme indiqué dans le tableau suivant :

Régime d'écoulement	Nombre de Reynolds
Laminaire	<2000
Transitoire	2000-4000
Turbulent	> 4000

Tableau 5 : Nombre de Reynolds pour les différents régimes

b. Profil de vitesse

En raison des efforts de cisaillement le long des parois de la conduite, la vitesse du liquide est nulle aux parois de la canalisation, et augmente en s'éloignant de la paroi ; son maximum se situe le long de l'axe de la conduite. La figure …, montre la variation de la vitesse du fluide dans une conduite, également appelée profil de vitesse.

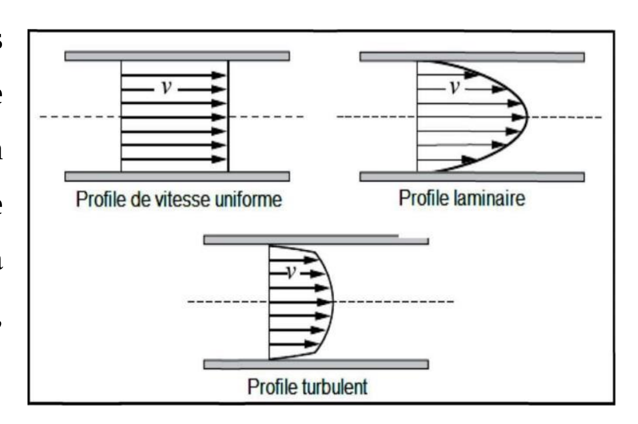


Figure 37 : Profil de vitesse pour différents régimes d'écoulement

La forme du profil de vitesse varie selon le régime d'écoulement, dans l'écoulement laminaire, les particules liquides se déplacent en couches parallèles ou sous forme de lames, produisant des efforts de cisaillement très fortes entre les couches adjacentes, mathématiquement, le profil de vitesse dans l'écoulement laminaire est schématisé comme une parabole (*Figure 33*). Dans ce régime, la perte de charge dans un segment de la canalisation est une fonction de la viscosité du liquide et pas de la rugosité de la conduite.

L'écoulement turbulent est caractérisé par les remous qui produisent des variations aléatoires des profils de vitesse, bien que le profil de vitesse de l'écoulement turbulent soit plus erratique que celui de l'écoulement laminaire, le profil moyen de vitesse montre moins de variation à travers la conduite.

c. *Vitesse et critère de dimensionnement*

Conformément à la GS MS PVV 002, un critère de vitesse maximale admissible dans les lignes de 5 m/s doit être respecter. Les vitesses d'écoulement moyennes normales doivent être comprises entre 1 et 2 m/s.

6. Chute de pression : *Etat de l'art* des formules de Perte de charge

Plusieurs formules existent pour le calcul de perte de charge linéaire. Cette panoplie se compose de formules à base physique (comme la formule de Darcy-Weisbach) qui est dérivée de la seconde loi de Newton et de formules empiriques (Comme Hazen-Williams et autres).

Comme la pression assurée par le navire est 10barg, il est préférable que le raisonnement soit en pression (chute de pression) et non en hauteur manométrique.

Les méthodes de calcul des pertes de charge, détaillées dans **l'annexe état de l'art**, consiste un *état de l'art* des équations présente dans la littérature hydraulique appliquées aux produits pétroliers. Les équations, dans leur champ d'application, sont révélées généralement cohérentes avec les résultats réels obtenus au cours du fonctionnement. Par conséquent une synthèse est proposée définissant quelle formule pour quel produit pétrolier.

7. Synthèse de l'*Etat de l'art* des formules de Perte de charge

Chaque formule présentée ci-dessus a son champ d'application, une attention particulière doit être porté sur les hypothèses de calcul avant l'application. Les formules peuvent être divisées en deux catégories selon la viscosité des produits pétroliers. Par conséquent, nous identifions : Pétrole Brut et Produits Raffinés.

a. Chute de pression dans les pipelines de pétrole brut :

1. Pour les tailles jusqu'à DN 750 (NPS 30) et un écoulement totalement turbulent, la formule *'Service Pipeline Co.Formula'* peut être utilisée ; *'Miller Formula'* peut être utilisée pour les écoulements laminaire et turbulent.
2. Pour les tailles supérieures à DN 750 (NPS 30), la formule *'Shell / MIT Formula'* (Massachusetts Institute of Technology) peut être utilisée pour les écoulements laminaire et turbulent.
3. Les abaques de Lefevre sont également utilisés surtout dans le contexte français.

Nota Bene :

1. En ce qui concerne les diamètres DN 750 (NPS 30) et inférieurs, l'équation MIT donne également des résultats acceptables ; il peut être utilisé pour un flux laminaire dans tous les diamètres.

2. Les formules ci-dessus ont donné des résultats précis pour les pétroles bruts actuellement produits dans la plupart des gisements. Cependant, pour des propriétés de pétrole brut sensiblement différentes, ces formules peuvent ne pas être suffisamment précises et, par conséquent, les principes hydrauliques de base doivent être appliqués pour déterminer le facteur de friction.

3. Les dimensions des conduites d'écoulement devraient être principalement basées sur la vitesse d'écoulement, qui devrait être maintenue au moins en dessous de la vitesse maximale admissible.

La chute de pression dans la conduite d'écoulement ainsi que d'autres paramètres de conception doivent être tels que la séparation du gaz du pétrole ne puisse se produire dans le pipeline.

b. Chute de pression dans les pipelines des produits raffinés :

1. Gasoil et Fuel :
   - La formule de *'Service Pipeline Co.Formula'* peut être utilisée.
2. Kérosène, essence, Carburent de moteur, naphta de pétrole et condensat :
   - Les formules *'T.R Aude'* (pour des pipes de 6 à 12 pouces) ou *'Hazen William'* peuvent être utilisées.
3. L'équation de '*Darcy-Weisbach'* dérivée de la loi de Newton (utilisé en simulations par logiciels : *FluidFLow Piping systems* comme exemple).
4. Les abaques de Lefevre sont également utilisés surtout dans le contexte français.

Nota Bene :

- Classiquement, la formule de Hazen William donne des résultats très précises pour les conduites d'eau.

- Si un nettoyage périodique du pipeline des liquides et autres dépôts est jugé nécessaire par les racleurs en cours d'exploitation (comme dans notre cas), il convient de tenir dûment compte des exigences de pression supplémentaires pour le raclage. (Voir calcul d'épaisseur de la conduite).

Produit	Equation et/ou méthode à utiliser
Pétrole brut.	**1-** D < 30’’ & écoulement turbulent : *Service Pipeline Co.Formula* **2-** D < 30’’ & écoulement laminaire : *Miller Formula* **3-** D > 30’’ : *Shell / MIT Formula* **4-** *Abaques de Lefèvre*
Gasoil et Fuel.	**1-** *Servic Pipeline Co.Formula’* **2-** *Abaques de Lefèvre* **3-** *Darcy-Weisbach*
Kérosène, essence, carburent.	**1-** D < 12’’ : *T.R Aude* ou *Hazen William* **2-** *Darcy-Weisbach* **3-** *Abaques de Lefèvre*

Tableau 6 : synthèse des équations et formules de calcul de perte de charge pour les différents produits pétroliers

8. Perte de charge singulière :

À la perte de charge linéaire, due au frottement et repartie tout au long de la conduite, s’ajoutent des pertes de charges singulières, localisées dans des sections particulières de la conduite et dues à un changement rapide de direction ou d’intensité de la vitesse (*Figure 3*).

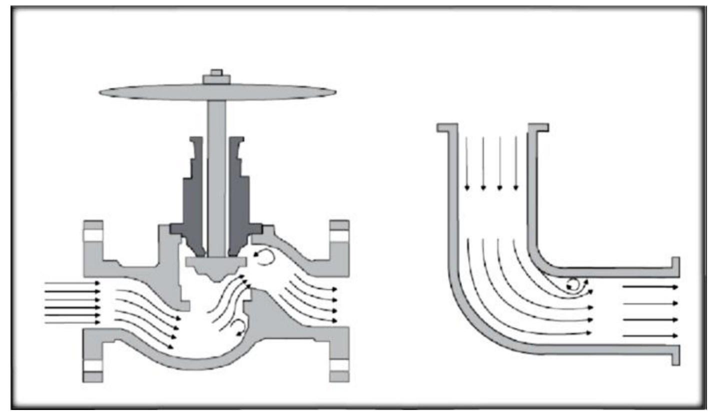


Figure 38 : Profil de vitesse dans des singularités : Vanne et coude 90°.

Il s'agit de singularités qui correspondent aux raccords et aux pièces spéciales (coudes, tés, cônes, joints, vannes, clapets anti-retour, restrictions de conduites …etc.)

- Dans la plupart des pipelines de grande longueur, tels que les ‘cross-contry-pipes’, la chute de pression linéaire constitue la partie importante de la perte de charge totale due au frottement. Les vannes et les raccords contribuent très peu à la chute de pression totale dans l’ensemble du pipeline. Par conséquent, dans de tels cas, les pertes de pression singulières généralement classées comme des *pertes mineures*. Les pertes mineures comprennent les pertes

d'énergie résultant de changements rapides dans la direction ou l'ampleur de la vitesse du liquide dans le pipeline et peuvent être négligées sans erreur significative.

- Dans les conduites courtes, telles que les tuyauteries de terminaux et de ports, la perte de charge provenant des singularités peut représenter une part importante de la perte de charge totale. Dans de tels cas, le terme ‘pertes mineures’ est impropre, les singularités doivent être incluses pour des calculs d'ingénierie corrects.

Des expériences avec de l’eau à des nombres de Reynolds élevés ont montré que les pertes singulières variaient approximativement en fonction du carré de la vitesse. Ceci conduit à la conclusion que des pertes mineures peuvent être représentées par une fonction de la vitesse du liquide ou de l’énergie cinétique ($V^2/2g$) multipliée par un coefficient de perte de charge K.

En la comparant à l’équation de Darcy–Weisbach pour la perte de charge linéaire, on peut constater l’analogie suivante : Pour un tronçon linéaire (sans singularités), la perte de charge, h, est égale à $V^2/2g$ multipliée par le facteur (f L/D). Ainsi, le coefficient de perte de charge pour un tuyau droit est f L/D, avec L et D correspondant à la longueur et au diamètre de la conduite.

Par conséquent, la chute de pression dans une singularité est exprimée par :

$$h = \frac{KV^2}{2g};\ \Delta P = \frac{\rho K V^2}{200.000} bar$$

h - perte de charge à cause de la vanne ou du raccord, m ;
K - coefficient de perte de charge pour la vanne ou le raccord, sans dimension ;
V - Vitesse du liquide à travers la vanne ou le raccord, m/ s ;
ρ : masse volumique du fluide Kg/m3 ;
g - accélération de la pesanteur, 9,81m/s² ;

Le coefficient de perte de charge K est considéré, pour une géométrie d'écoulement donnée, pratiquement constant pour un nombre de Reynolds élevé. K augmente avec la rugosité du tuyau et avec les nombres de Reynolds plus bas. En général, la valeur de K est déterminée principalement par la géométrie de l'écoulement et/ou par la forme du de la singularité.

Les valeurs de K sont disponibles pour différents types de vannes et de raccords dans les manuels standard, tels que Crane Handbook et Cameron Hydraulic Data.

Deux méthodes principales sont habituellement utilisées pour calculer les pertes de charge singulières.

La première méthode, décrite ci-dessus, consiste à affecter à chaque accessoire un coefficient de résistance K qui, multiplié par l’énergie cinétique du fluide, détermine la perte de charge.

La seconde fait appel à la notion de longueur de conduite droite équivalente qui consiste à traduire la perte de charge induite par l’accessoire en longueur droite provoquant la même perte d’énergie. Chaque accessoire est dans ce cas assimilé à une longueur droite supplémentaire de tuyauterie de même diamètre. On ajoute alors aux longueurs réelles de conduite droite les longueurs équivalentes des accessoires et on applique à la nouvelle longueur totale ainsi obtenue le calcul de perte de charge. Le tableau 4 repris du document BA FLU - 02310_A_F : CARACTÉRISTIQUES DES ÉCOULEMENTS DE FLUIDES VISQUEUX de l’IFP (Institut français de pétrole) fournit les longueurs équivalentes en mètres.

Diamètres en mm	50	100	150	200	250	300	350	400	450
Coude à 90° R/D = 2	1	1.7	2.5	3.2	4	5	6	7	8
Coude à 90° R/D = 1,5	1.5	2.5	4	5	6	7.5	9	11	12.5
Coude en fonte	3.2	7.5	12.5	18	24	30	38	44	50
Coude en tôle	7.5	17.5	29	42	56	70	87	102	115
Lyr"e R/D = 6	4	9.5	14.5	20	27	33	41	48	54
Lyre à plis	5	12	18.5	26	34	42	52	61	69
Coude à plis R/D = 2	1.7	2.8	4.2	5.5	6.5	8.5	10	12	13.5
Coude à plis R/D = 1,5	2.4	4	6.5	8	9.5	12	14.5	17.5	20
Té	3.6	5.4	8	6.3	15.5	21	26	32	36
Té	4.5	7	9.5	14	19	25	31	38	43
Té	5	11.5	17.5	26	36	47	65	74	84
Té	4.5	9	14.5	20	26	34	41	47	54
Robinet à soupape	13	31	50	73	100	130	160	200	250

Robinet d'équerre	10	20	32	45	61	77	95	115	130
Clapet de non-retour	3.2	7.5	12.5	18	24	30	38	44	50
Vanne à siège parallèle	0.6	1.5	2	3	4	5	6.5	7.5	8.5

Tableau 7 : Longueurs droites équivalentes des singularités.

Dans la présente étude, les pertes de charge singulière sont estimées à 20% de la chute de pression linéaire. (Une estimation largement utilisée dans l'étude des réseaux d'eau potable). Cette estimation est confirmée par le biais d'une modélisation par *Fluidflow* (cette modélisation est faite par un BET spécialisé dans le dimensionnement des pipelines pour une conception primaire – non détaillée : vannes, clapets, singularités dans le port …-).

Un calcul plus détaillé de la perte de charge singulière doit être fait après le design détaillé du système pipelines du quai pétrolier au terminal.

9. La pression à vaincre :

En général, la pression requise à l'origine du pipeline pour transporter un volume spécifié de fluide d'un point A à un point B sera constituée des composants suivants.

1. Pression requise pour compenser les frottements du système.
2. Pression requise pour tenir compte de la différence d'altitude entre les extrémités du pipeline.
3. Certaines pressions minimales requises pour empêcher la vaporisation du produit dans une canalisation de liquide.
4. Pression requise pour assurer une pression de livraison minimale à la fin du pipeline.

Dans certains cas, lorsque le pipeline traverse une région présentant des différences d'altitude considérables, nous devons également prendre en compte la pression minimale afin d'éviter la vaporisation de liquide.

Par exemple, dans un pipeline de gaz de pétrole liquéfié (GPL), il peut être nécessaire de maintenir une pression minimum dans le pipeline de 15 à 20 bar g, en fonction de la température d'écoulement. Si un liquide à pression de vapeur élevée se vaporise dans une canalisation, un écoulement diphasique peut en résulter, ce qui entraîne une chute de pression plus importante et, par conséquent, une demande de puissance de pompage accrue, ainsi que des dommages éventuels à l'équipement de pompage.

Ainsi, les fluides incompressibles monophasés doivent être pompés afin que la pression en tout point de la conduite ne descende pas en dessous de la pression de vapeur du liquide.

Design Hydraulique (HFO en exemple)

Paramètres de calcul pour le Fuel :

Specific Gravity	L (m)	Qte(t)	Viscosité cinématique (cSt=mm²/s) à 50°	Masse volumique (Kg/m^3) à 50°	Côte reservoir FUEL	Côte Quai	Press Navire (barg)	Press à assurer au bac vide (barg)	Press à assurer au bac plein (barg)
0,86	5200,0	38000	380,0	980,0	55,0	7,0	8,0	**0,2**	**2,2**

Les calculs sont les suivants ; L'équation de chute de pression appliqué pour le cas du Fuel est '*Service Pipeline Co.Formula'*.

D in	**Dext mm**	**Etat du réservoir**	**Débit Q (m3/h)**		**Epsr MIN (mm)**	**Epsr STD (mm)**	**Perte de charge) (Bar/km)**	**P à l'aval Bar g**	**Temps déchargement 38KT (h)**
26"	660	Bac Vide	1250 (max)	**1060**	4,75	9,53	0,36	0,94	**36,6 h**
		Bac plein	870				0,19	-0,01	
24"	610	Bac Vide	1230	**965**	4,39	9,53	0,51	-0,01	**40,2 h**
		Bac plein	700				0,19	-0,01	
20"	508	Bac Vide	740	**577**	3,66	9,53	0,51	0,00	**67,2 h**
		Bac plein	414				0,18	0,03	

Tableau 8 : Service Pipeline Co.Formula' :Détail du calcul hydraulique pour calculer le Débit et le temps de déchargement.

Pour comparer les résultats précèdent, on applique l'équation *Darcy-Weisbach :*

D in	**Dext mm**	**Etat du réservoir**	**Débit Q (m3/h)**		**Epsr MIN (mm)**	**Epsr STD (mm)**	**Perte de charge) (Bar/km)**	**P à l'aval barg**	**Temps déchargement 38KT (h)**
26"	660	Bac Vide	1244	**945**	4,75	9,53	0,51	-0,02	**41,0**
		Bac plein	646				0,19	-0,02	
24"	610	Bac Vide	904	**716,5**	4,39	9,53	0,51	-0,02	**54,1**
		Bac plein	529				0,19	-0,02	
20"	508	Bac Vide	542	**436,5**	3,66	9,53	0,51	-0,01	**88,8**
		Bac plein	331				0,19	-0,01	

Tableau 9 : Darcy Weisbacck formula : Détail du calcul hydraulique pour calculer le Débit et le temps de déchargement.

Pour comparer les résultats précèdent, on applique l'abaque de *Lefevre :*

D in	Dext mm	Etat du réservoir	Débit Q (m3/h)		Lecture gauche	Perte de charge) (Bar/km)	Pression à l'aval (bar g)	Temps déchargement 38KT (h)
26"	660	Bac Vide	1250 (max)	**1015**	0,40	0,34	1,04	**38,2**
		Bac plein	780		0,22	0,19	0,00	
24"	610	Bac Vide	1100	**875**	0,58	0,50	0,07	**44,3**
		Bac plein	650		0,22	0,19	0,00	
20"	508	Bac Vide	690	**495**	0,58	0,50	0,07	**78,3**
		Bac plein	300		0,22	0,19	0,00	

Tableau 10: Abaque de Lefevre : Détail du calcul hydraulique pour calculer le Débit et le temps de déchargement.

Les temps de déchargement, découlant du débit moyen, obtenus par les abaques de Lefèvre semblent être la moyenne entre les deux autres formules.

Après le retour d'expérience des ingénieurs concepteurs, les résultats des abaques sont retenus.

Nous pouvons synthétiser les calculs ci-dessus dans la figure suivante :

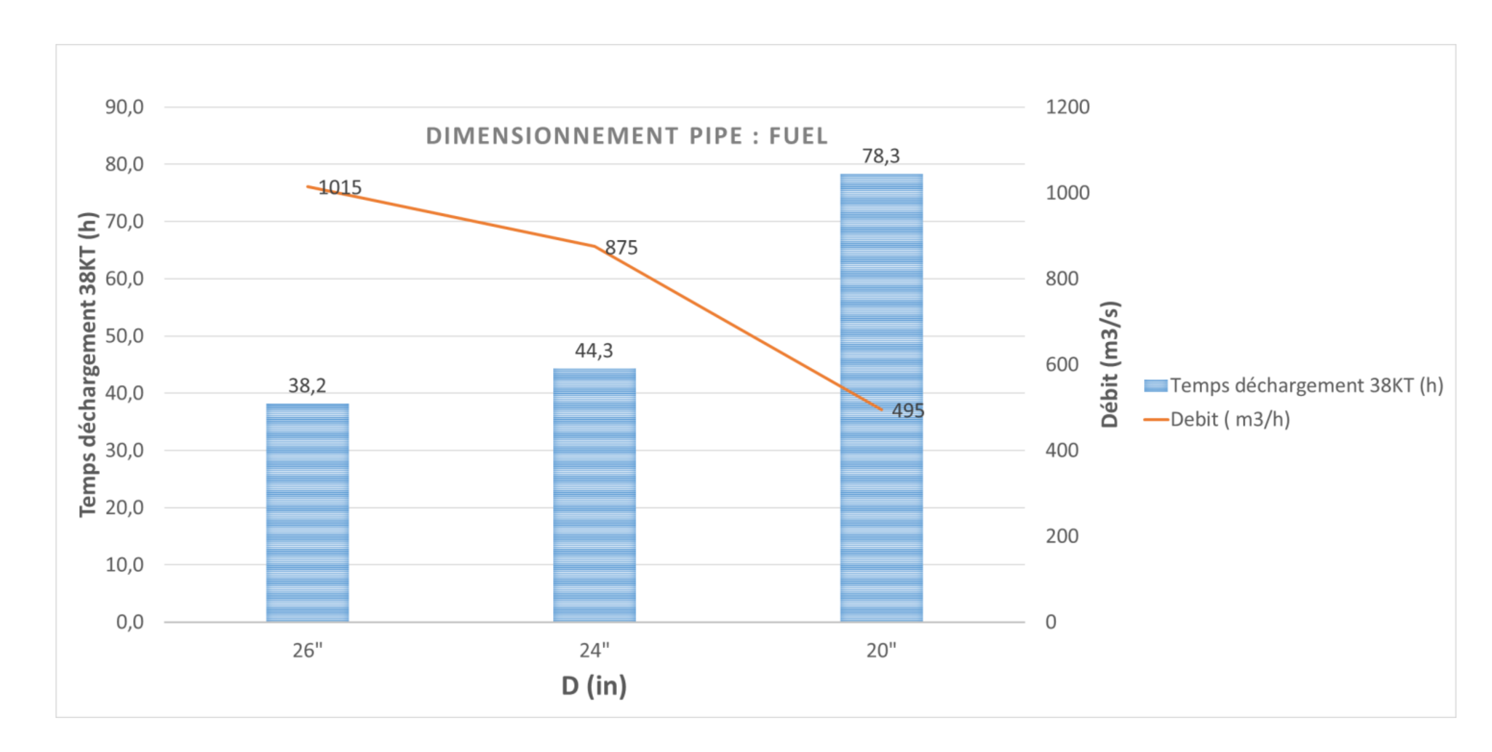


Figure 39 : Synthèse du calcul hydraulique pour le Fuel.

Conclusion du Design Hydraulique pour HFO

La variante 20'' est directement rejetée, vue le faible débit et le très grand temps de déchargement de navire.

La faible différence entre les temps de déchargements des pipe 24'' et 26'' nous incite à choisir le pipe 24'' qui présentera en plus un avantage économique (un investissement relativement faible).

***Nota Bene* : Le dimensionnement des autres conduites est détaillé dans l'annexe 3-1 pour HDB et l'annexe 3-2 pour le GPL.**

CHAPITRE 4 : Etude Economique de Rentabilité

1. Introduction

Dans ce chapitre, nous discuterons les coûts relatifs du projet 'pipelines' et les différentes composantes qui contribuent aux calculs économiques ; Incluant l'investissement initial (CAPEX de l'anglais : **CAP**ital **EXP**enditure), les coûts annuels d'exploitation et de maintenance (OPEX de l'anglais : **OP**erational **EXP**enditure) et les ''revenues'' d'un tel projet.

Les chapitres précédents ont permis de déterminer le tracé (Rooting), le diamètre, le grade des pipelines, etc., nécessaires au transport d'un volume donné de plusieurs produits. Dans ce chapitre, nous analyserons les conséquences financières et comment décider du diamètre économique des pipelines nécessaire pour fournir un taux de rentabilité interne (TRI) optimal sur notre investissement tout en se basant sur la vie du projet, taux d'actualisation, évolution du marché…

Le calcul économique permet d'exprimer les avantages d'une opération en termes monétaires (bénéfices) en comparant les recettes avec les dépenses tout en prenant compte la valeur monétaire du temps (par le biais du taux d'actualisation). Une difficulté se pose donc pour exprimer tous les avantages et les désavantages d'une opération. Cependant, le calcul économique fournit un moyen de rationalisation incontestable : On analyse ainsi les conséquences présentes et futures des décisions et on peut tester la sensibilité aux diverses incertitudes.

Les questions clés qui mèneront notre réflexion dans les sections suivantes sont :

- Le projet Pipelines, est-il rentable ?
- Pour chaque produit, la construction et l'exploitation d'un pipeline est-elle rentable ?

Nous étudierons donc, les variantes du projet jugées techniquement faisables par l'étude hydraulique, et si aucun des pipes n'est rentable, le projet sera jugé non rentable.

Par conséquent, cette étude permet de confirmer le diamètre hydraulique des pipelines et lui donné, en plus, un aspect économique en analysant les coûts d'investissement et d'exploitation.

Classiquement, dans le cas où le projet comporte des stations de pompages, le choix du diamètre économique résulte d'un compromis entre les dépenses d'investissement et les dépenses de fonctionnement de la station. Une augmentation du diamètre de la canalisation induit une augmentation des dépenses d'investissement, mais une diminution des pertes de charge, et par conséquent les dépenses en énergie diminuent. D'autre part, plus le diamètre de la conduite est

petit, plus les pertes de charge seront grandes et plus la puissance nécessaire au refoulement sera Importante. Ce dernier point nous laisse penser qu'il existe un diamètre optimum ou un diamètre économique.

Dans notre cas, le pompage est assuré par le navire. Par conséquent, le diamètre économique est le plus petit diamètre capable d'assurer la pression nécessaire aux bacs de stockage, en prenant compte d'une durée de déchargement minimale qui favorisera l'entreprise dans le temps de déchargement mais augmentera les coûts CAPEX (avec un diamètre plus grand).

2. Inventaire des Coûts CAPEX

Les différents coûts du projet pipelines (Conception + Construction) **[1] [4]**:

- Pipelines ;
- Vannes, raccords, etc. ;
- Débitmètres ;
- Système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) (De l'anglais : Supervisory Control And Data Acquisition) ;
- Protection contre corrosion (revêtement et protection cathodique) ;
- Ingénierie et gestion de la construction ;
- Environnement et autorisations ;
- Coût d'acquisition du droit de passage ;
- Autres coûts du projet (gestion des aléas...).

2.1 Coût des Pipelines :

Le coût capital du pipeline est constitué du matériel et de la main d'œuvre nécessaires à l'installation.

Pour estimer le coût du matériel, plusieurs méthodes existent. La première consiste à lancer une procédure de consultation par le biais d'*un dossier de consultation des entreprises* ; Cette approche permet d'acquérir des prix le plus proche à la réalité du marché local. Néanmoins, cette approche a besoin beaucoup de temps et elle n'est appliquée qu'à des étapes avancées du projet.

Plusieurs formules existes dans la littérature pour l'estimation des coûts, on cite la méthode de *Menon, E. Shashi* qui figure dans son ouvrage « Transmission pipeline calculation »

$$Pipe\ material\ cost = 0{,}02463 \times L(D - t) \times t \times (cost\ per\ ton)$$

Où :

- PMC : coût du matériel du pipe, $
- L : Longueur du pipe, km
- D : Diamètre extérieur du pipe, mm
- T : Epaisseur de la paroi du pipe, mm
- Cpt : pipe cost, $/ton

Cette formule basée sur le contexte du marché américain peut nous servir comme un point de départ.

Le pipe sera protégé (par protection cathodique) et livré sur chantier. Nous devrons donc augmenter le coût du matériel d'un facteur pour tenir compte de ces procédés ou ajouter le coût réel de ces articles au coût des matériaux de la conduite.

Il peut également être indiqué sur la base d'un inch-diamètre-mètre linéaire du pipe. Les entreprises de construction évalueront le coût de la main-d'œuvre nécessaire à l'installation d'un pipeline, sur la base d'une analyse détaillée du terrain, des conditions de construction, difficulté d'accès et autres facteurs.

Les estimations des prix dans la présente étude seront basées sur un benchmark des projets similaires dans le contexte marocain.

Pour le Fuel on estime:'La totalité des estimations pour les différents autres produits sont dans l'annexe Renta'

Coût des Pipelines	26"	**6.603.447 DH**	**Protection cathodique**	26"	**1.320.689 DH**
	24"	**6.095.857 DH**		24"	**1.219.171 DH**

2.2 Coûts des stations de pompage :

Contrairement à des projets d'alimentation en eau potable ou la construction des postes de chargements des camions citernes, où le dimensionnement des pipes implique le dimensionnement des stations de pompage, les pompes sont à bords des navires de déchargement. Par conséquent, aucune charge dans ce sens est à prévoir.

Les pressions d'alimentation prévu à bords des navires pour les différents produits sont à consulter dans l'étude hydraulique (2. Caractéristiques des fluides transportés).

2.3 Vannes et Raccords :

Cette catégorie d'articles peut être estimée en tant que pourcentage du coût total de la conduite. Toutefois, si plusieurs emplacements de vannes de sectionnement principales sont à prévoir, ils peuvent être estimés en tant que coût forfaitaire.

Historiquement, nous pouvons estimer le coût total des vannes et des raccords comme suit : Une installation de vanne du blocage d'un pipe de 16 pouces peut coûter 800 000 DH par site, coûts de matériel et de main-d'œuvre compris. Pour le Fuel toujours, l'estimation est la suivante :

Vannes et Raccords	**26''**	**990.517 DH**
	24"	**914.378 DH**

2.4 Débitmètres :

Les stations de débitmètres peuvent être estimées comme un prix forfaitaire pour un site complet. Une station de 16 pouces avec débitmètre, vannes et instrumentation de tuyauterie peut coûter 1MDh par site, matériel et main-d'œuvre compris. Pour le Fuel, l'estimation est ci-dessus.

Débitmètres	26"	**1.089.569 DH**
	24"	**1.005.816 DH**

2.5 SCADA et système de télécommunication :

Cette catégorie couvre les coûts associés aux systèmes SCADA (De l'anglais : Supervisory Control And Data Acquisition) pour la supervision et le control. Les coûts de système SCADA comprennent les installations de surveillance, d'exploitation et de contrôle à distance du pipeline à partir d'un centre de contrôle central.

Selon la longueur du pipeline, le nombre de stations de pompage, de vannes, etc., le coût de ces installations peut aller à 500.000DH ou plus. Une estimation basée sur le coût total du projet peut aller de 2% à 5%.

Pour le Fuel, on estime :

SCADA et système de télécommunication	**26''**	**766.219 DH**
	24"	**701.560 DH**

2.6 Ingénierie et gestion de la construction :

L'ingénierie et la gestion de la construction comprend les coûts de conception d'ingénierie préliminaires et détaillés ainsi que les coûts de personnel associés à la gestion et à l'inspection

de la construction de pipelines et autres installations. Cette catégorie représente généralement entre 15% et 20% du coût total du projet de pipeline.

Pour le Fuel, l'estimation est la suivante :

Ingénierie et gestion de la construction	**26''**	**2.873.322 DH**
	24"	**2.630.848 DH**

2.7 Coût de fonçage :

En plus des coûts d'installation des pipelines, d'autres coûts de construction exceptionnels tels que les traversées de routes, de pont-rail sont ajoutés. Ils sont généralement estimés sous forme de somme forfaitaire pour chaque opération.

Dans notre cas, deux grands passages sont prévus, le premier sous un pont rail et le deuxième sous un pont routier à exécuter par la méthode du forage horizontal à tarière HAB (Plus de détails dans l'étude génie civil), l'estimation est basée sur un benchmark des opérations similaires.

Pour le Fuel, on estime :

Coût des opérations de fonçage	**26''**	**914.402 DH**
	24"	**762.002 DH**

2.8 Environnement et autorisations :

Dans le passé, les coûts liés à l'environnement et aux autorisations représentaient un faible pourcentage du coût total des projets pipelines. Récemment, en raison d'exigences environnementales et réglementaires plus strictes, cette catégorie comprend désormais des éléments tels que les rapports d'impact sur l'environnement, les études environnementales relatives à la flore et à la faune, l'Analyse des Risques Technologiques (ART) dans les zones sensibles telles que les sites industriels et les zones d'habitats.

Les coûts des autorisations comprendraient les permis de construction de pipelines tels que les croisements de routes, de chemins de fer. Les coûts liés à l'environnement et aux autorisations peuvent atteindre 10% du coût total du projet.

Pour le Fuel, on estime :

Environnement et autorisations	**26''**	**1.915.548 DH**
	24"	**1.753.899 DH**

2.9 Coût d'acquisition du droit de passage :

Une emprise doit être acquise pour la construction d'un pipeline le long des routes publiques. Outre les coûts d'acquisition initiaux, l'entreprise devra éventuellement payer des coûts de location annuels aux compagnies de chemin de fer, aux agences et aux parties privées pour la réparation et l'entretien des pipelines ; Les coûts annuels du droit de passage seraient considérés comme une dépense et seraient inclus dans les coûts d'exploitation du pipeline OPEX.

Par exemple, les coûts d'acquisition de l'emprise pour un projet de pipeline peuvent s'élever à 1MDH, ce qui serait inclus dans les coûts CAPEX du projet de pipeline. Historiquement, les coûts du droit de passage se situaient entre 6 et 8% des coûts totaux du projet pour les pipelines.

Pour le Fuel, on estime :

Coût d'acquisition du droit de passage	**26''**	**1.149.329 DH**
	24"	**1.052.339 DH**

2.10 Autres coûts du projet tels que la gestion des aléas :

Ces coûts couvrent des circonstances imprévues et des modifications de conception, notamment des petits réacheminements pour contourner des zones sensibles et les modifications d'installations non prévues initialement au début du projet. Ces coûts représenteront entre 15% et 20% du coût total du projet.

On estime pour le Fuel :

Gestion des aléas	**26''**	**1.532.438 DH**
	24"	**1.403.119 DH**

Nota Bene **: Un récapitulatif des CAPEX pour les différents produits (Fuel, HBD, GPL) sont dans l'annexe Renta.**

3. Coûts d'exploitation OPEX

Les coûts d'exploitation annuels d'un pipeline comprennent principalement les éléments suivants :

- Les coûts d'entretien du pipeline ;
- Maintenance des vannes et des débitmètres ;
- SCADA et coûts de télécommunication ;
- Maintenance de la protection cathodique ;
- Les frais du droit de passage ;
- Frais généraux et administratifs, y compris la main d'œuvre.

Nota Bene **: L'ensemble des OPEX pour les différents produits (Fuel, HBD, GPL) sont dans l'annexe Renta.**

4. Analyse de Rentabilité

a. Introduction :

Une fois l'investissement initiale est dépensé, le pipeline est installé et autres installations sont construites (CAPEX), nous engagerons des coûts annuels d'exploitation et de maintenance (OPEX). Les coûts annuels comprendront également des frais généraux et administratifs, y compris les coûts salariaux, les coûts de location, et autres coûts nécessaires au fonctionnement sûr et efficace du réseau de pipelines. Tous les coûts CAPEX et OPEX sont énumérés dans les sections précédentes.

Les revenus de cet investissement se présenteront sous forme de surcoûts (de transport et de marge propre) payés à d'autres pétroliers en absence d'un système de pipelines propre à l'entreprise. **[15]**

Une analyse de rentabilité est réalisée pour le projet prenant en compte tous ces facteurs et une durée de vie de rentabilité du projet de 10ans. Cette durée de vie reflète non pas la durée de vie des pipelines (qui est de l'ordre de 50 ans) mais une durée de vie économique qui permette de calculer la rentabilité du projet dans le court-moyen terme. Bien entendu, plus cette durée est longue, plus les prévisions basées sur le marché deviennent incertaines. **[15]**

L'étude hydraulique nous a permis de déterminer le diamètre minimal qui permet d'assurer un temps de déchargement acceptable. L'augmentation de ce temps, augmente les différents risques du déchargement, à savoir : les risques relatifs aux ressources humaines déployés (la fatigue des équipes pour deux jours continue de déchargement par exemple), les risques relatifs à la décongestion du port et aux éventuelles pénalités payées au navire dites surestaries, si le temps de déchargement excède le temps moyen du port stipulé dans le contrat d'approvisionnement. **[15]**

Nous étudierons donc, pour chaque produit pétrolier, la rentabilité économique d'une installation de pipeline, et si aucun d'eux n'est rentable, le projet sera jugé non rentable.

Les principaux indicateurs de la rentabilité financière peuvent être classés en trois catégories :

- <u>Critère de valeur :</u> La valeur actuelle nette (VAN)
- <u>Critères basés sur le temps de récupération : Le délais de récupération actualisé (Payback)</u>

- Critères de rendement :
  - Le taux de rendement interne (TRI)
  - Indice de profitabilité (IP)

Ces méthodes considèrent que le cadre de décision est reconnu et que ***l'avenir est plus ou moins prévisible***. Elles comparent la dépense initiale aux recettes attendues dans les années à venir. Mais cette comparaison doit se faire à la même date. La technique d'actualisation (traduction économique de la valorisation du présent par rapport au futur) permettra notamment de comparer des projets d'investissement en prenant en compte la valeur monétaire du temps. Toutefois, il convient de choisir un taux d'actualisation qui est lié à des facteurs subjectifs (attentes et exigences de l'investisseur) et objectifs (coût de capital, coût d'opportunité ...). Dans notre étude, le choix du taux d'actualisation est basé sur le circulaire du 'BANK Al-MAGHRIB' qui a estimé pour des projets à risque similaire un taux de : $a = 9\%$.

b. Valeur Actuelle Nette VAN :

Le premier but de ce critère est de déterminer jusqu'à quel point un projet augmentera la richesse des actionnaires. Si la décision consiste à réaliser ou non un projet, tout projet dont la valeur actuelle nette (VAN) est positive sera retenu : **[15]**

$$VAN = -I + \sum_{1}^{n} \frac{CF_n}{(1+a)^n}$$

I : investissement initial (CAPEX) ;

CFn : Cash-Flow : la différence entre les dépenses et les revenues à l'année n ;

a : taux d'actualisation.

Une VAN positive signifie que les revenus du projet permettent de rembourser le capital investi et de le rémunérer pour un taux d'actualisation 'a' donné.

La relation entre la VAN et le taux d'actualisation 'a' montre qu'un projet peut être retenu à un niveau donné d'actualisation et abandonné à un autre niveau. D'où l'importance et la difficulté de choisir un taux d'actualisation. Dans notre étude, le choix est basé sur le circulaire du 'BANK AL-MAGHRIB' qui a estimé pour des projets à risque similaire un taux de : $a = 9\%$.

On effectuera une analyse de sensibilité par rapport au taux d'actualisation en prenant trois valeurs proches de ce taux, ces valeurs doivent être discutées avec les bailleurs des fonds ou en benchmarkant avec d'autres entreprises et d'autres pays. Les trois taux choisis sont 8%,11%,15%.

Pour le Fuel en exemple, les paramètres de calculs sont les suivants :

HFO - FUEL							Bank MAGHRIB	
L (m)	Qte(t)	Acier	Pipe material cost (DH/ton)	Cout unitaire fonçage par pouce par mètre		Evolution du marché %/an	Inflation	Taux d'actualisation
1730,0	30000	API 5L Grade B	25.000 DH	381 DH		**3,5%**	**2%**	**9,0%**

La VAN pour les différentes variantes dans la fourchette des taux d'actualisation fixés est la suivante :

	8%	9%	11%	15%
VAN / 24"	17.331.758 DH	15.698.281 DH	12.758.202 DH	7.953.092 DH

L'analyse de sensibilité nous montre que l'investissement reste rentable.

c. Taux de rentabilité interne TRI :

Le taux de rentabilité interne est le taux, TRI, qui annule la valeur actuelle nette. **[15]**

$$VAN = 0 = -I + \sum_{1}^{n} \frac{CF_n}{(1 + TRI)^n}$$

I : investissement initial (CAPEX) ;

CFn : Cash-Flow : la différence entre les dépenses et les revenues à l'année n ;

TRI : taux de rentabilité interne.

Un projet est accepté quand le TRI est supérieur au taux d'actualisation, refusé dans le cas contraire. Comme on peut le constater dans la figure ci-dessus, si r > a, la VAN est positive.

Pour le Fuel toujours, pour un pipe de 24'' le TRI est à 25%.

Année		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Qte (t)		-	30000,0	31050,0	32136,8	33261,5	34425,7	35630,6	36877,7	38168,4	39504,3	40886,9
Surcoût du marché (DH/t)		-	320 DH	320 DH	320 DH	320 DH	320 DH	320 DH	320 DH	320 DH	320 DH	320 DH
Bénifices		-	9.600.000 DH	9.936.000 DH	10.283.760 DH	10.643.692 DH	11.016.221 DH	11.401.789 DH	11.800.851 DH	12.213.881 DH	12.641.367 DH	13.083.815 DH
Droit de passage (DH/t)		-	100 DH	100 DH	100 DH	100 DH	100 DH	100 DH	100 DH	100 DH	100 DH	100 DH
-			0 DH	0 DH	0 DH	0 DH	0 DH	0 DH	0 DH	0 DH	0 DH	0 DH
Amortissement		-	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH
Dépenses	26''	-	5.411.013,6 DH	5.516.014 DH	5.624.689 DH	5.737.167 DH	6.381.858 DH	5.974.072 DH	6.098.780 DH	6.227.851 DH	6.361.441 DH	7.027.981 DH
	24''	-	5.296.402 DH	5.401.402 DH	5.510.077 DH	5.622.556 DH	6.226.640 DH	5.859.461 DH	5.984.168 DH	6.113.240 DH	6.246.829 DH	6.872.763 DH
	20''	-	5.083.849 DH	5.188.849 DH	5.297.524 DH	5.410.003 DH	5.931.248 DH	5.646.908 DH	5.771.615 DH	5.900.687 DH	6.034.276 DH	6.577.371 DH
		-										
CF	26''	-19.155.481 DH	4.188.986 DH	4.419.986 DH	4.659.071 DH	4.906.524 DH	4.634.362 DH	5.427.716 DH	5.702.072 DH	5.986.030 DH	6.279.926 DH	6.055.833 DH
	24''	-17.538.990 DH	4.303.598 DH	4.534.598 DH	4.773.683 DH	5.021.136 DH	4.789.581 DH	5.542.328 DH	5.816.683 DH	6.100.641 DH	6.394.538 DH	6.211.052 DH
	20''	-14.730.626 DH	4.516.151 DH	4.747.151 DH	4.986.236 DH	5.233.689 DH	5.084.973 DH	5.754.881 DH	6.029.236 DH	6.313.194 DH	6.607.091 DH	6.506.444 DH
CF actualisé	26''	-19.155.481 DH	3.843.107 DH	3.720.214 DH	3.597.658 DH	3.475.906 DH	3.012.018 DH	3.236.370 DH	3.119.228 DH	3.004.186 DH	2.891.452 DH	2.558.049 DH
	24''	-17.538.990 DH	3.948.255 DH	3.816.680 DH	3.686.159 DH	3.557.099 DH	3.112.899 DH	3.304.709 DH	3.181.925 DH	3.061.706 DH	2.944.223 DH	2.623.615 DH
	20''	-14.730.626 DH	4.143.258 DH	3.995.582 DH	3.850.289 DH	3.707.677 DH	3.304.884 DH	3.431.447 DH	3.298.199 DH	3.168.379 DH	3.042.088 DH	2.748.392 DH
	18''											
VAN cumulée	26''	-19.155.481 DH	-15.312.374 DH	-11.592.160 DH	-7.994.502 DH	-4.518.596 DH	-1.506.579 DH	1.729.791 DH	4.849.020 DH	7.853.206 DH	10.744.658 DH	13.302.708 DH
	24''	-17.538.990 DH	-13.590.735 DH	-9.774.055 DH	-6.087.895 DH	-2.530.796 DH	582.103 DH	3.886.812 DH	7.068.737 DH	10.130.443 DH	13.074.665 DH	15.698.281 DH
	20''	-14.730.626 DH	-10.587.368 DH	-6.591.786 DH	-2.741.497 DH	966.180 DH	4.271.063 DH	7.702.511 DH	11.000.709 DH	14.169.088 DH	17.211.176 DH	19.959.569 DH

Tableau 11 : Détails des calculs de la VAN dans la durée de rentabilité pour trois variantes 26'', 24'' et 20'' pour le FUEL.

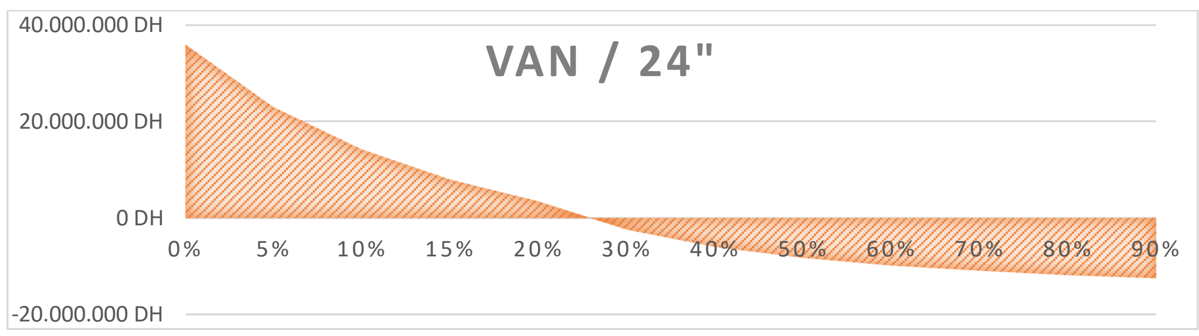


Figure 40 : VAN en fonction du taux pour déterminer le TRI.

d. Le délai de récupération du capital (PAYBACK) :

Ce critère évalue le laps de temps nécessaire pour récupérer l'investissement initial ou la mise de fond. Par conséquent, le délai calculé indique la période au bout de laquelle les immobilisations consenties sont récupérées.

Le critère de décision est aussi très simple à utiliser. L'investissement ne sera acceptable que si le délai de récupération est inférieur à la limite établie par les gestionnaires.

Le PAYBACK est la durée d'exploitation 'd' au bout de laquelle la somme des revenus actualisés égalise le montant de l'investissement tel que : **[15]**

$$VAN_d = -I + \sum_{1}^{d} \frac{CF_n}{(1+a)^n} = 0$$

I : investissement initial (CAPEX) ;

CFn : Cash-Flow : la différence entre les dépenses OPEX et les revenues à l'année n ;

a : taux d'actualisation ;

En portant en abscisses le temps et en ordonnées la VAN_d on peut déterminer le PAYBACK au point d'intersection de la VAN cumulée et de l'axe X.

Pour le Fuel :

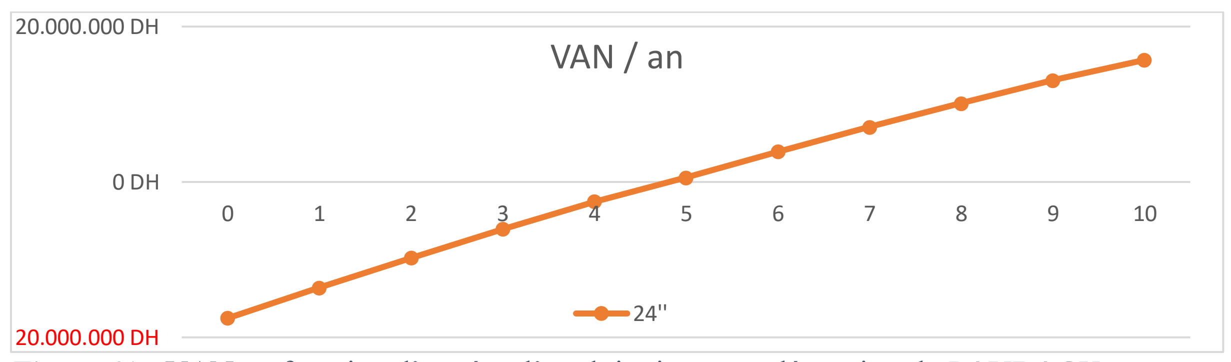


Figure 41 : VAN en fonction d'années d'exploitation pour déterminer le PAYBACK.

Le PAYBACK du projet pipelines pour le Fuel, pour un pipe de 24'' est estimé à 4,8 ans.

e. Indice de profitabilité (IP) :

Il mesure le profit induit par un dirham du capital investi. Il mesure l'avantage relatif susceptible d'être retiré d'un projet d'investissement. Il constitue un critère de rejet pour tout projet dont l'indice est inférieur à 1. **[15]**

$$IP = \frac{\sum_1^d \frac{CF_n}{(1+a)^n}}{I} = \frac{I + VAN}{I}$$

I : investissement initial (CAPEX) ;

CFn : Cash-Flow : la différence entre les dépenses et les revenues à l'année n ;

a : taux d'actualisation.

Pour le Fuel :

VAN		IP (DH)
24"	15.698.281 DH	1,9 DH

Le IP du projet pipelines pour le Fuel, pour un pipe de 24'' est estimé à 1,9 DH.

Conclusion du choix pour le Fuel dans un avenir prévisible :

Dans un avenir prévisible le projet est jugé rentable.

f. Les critères de choix d'investissement en avenir probabiliste

En situation d'incertitude, certains événements sont connus mais leur réalisation n'est pas certaine. Dans ce cas, il est possible de leur attribuer une probabilité d'occurrence parce qu'ils sont scientifiquement connus. **[15]**

La prévision des cash-flows peut être réalisée à partir de plusieurs hypothèses relatives à l'environnement. Ainsi, généralement on établit une hypothèse optimiste, une hypothèse moyenne et une hypothèse pessimiste. A chacune de ces hypothèses correspond une série de cash-flows à partir de laquelle on applique les différents critères d'évaluation.

Si, dans le cas de l'hypothèse pessimiste le projet s'avère rentable, il peut alors être accepté sans problème car le risque devient alors très faible. Dans le cas contraire, la décision dépend du degré d'aversion pour le risque du décideur. Mais, cette analyse peut être affinée en recourant aux probabilités, chacune des hypothèses pouvant être probabilisée, dans ce cas, on peut calculer l'espérance mathématique E(VAN), la variance et l'écart-type de la VAN d'un projet. L'espérance mathématique peut alors représenter une mesure de la rentabilité du projet, tandis que la variance (ou l'écart-type) permettra plutôt d'apprécier le risque que représente le projet. Néanmoins, le recours aux probabilités est plus ou moins complexe selon que les cash-flows sont ou non interdépendants.

Lorsque les variables (cash-flows) sont indépendantes, l'espérance mathématique de la VAN est égale à la VAN des espérances mathématiques des cash-flows. Si l'on appelle 'N' la durée du projet, 'a' le taux d'actualisation, on a :

$$E(VAN) = -I + \sum_{1}^{N} \frac{E(CF_n)}{(1+a)^n}$$

Où :

$$E(CF_n) = \sum_{1}^{m} (CF_{nm} \times P_{nm})$$

Soit m le nombre des cas probables (par exemple : marché en stagnation, en croissance ou en récession) ; CF_{nm} est le cash-flow estimé à l'année n pour le cas m ; P_{nm} est la probabilité d'apparition ou d'occurrence de l'état de conjoncture m dans l'année n.

Disposant de l'espérance mathématique de la VAN, on peut ensuite évaluer le risque du projet par le calcul de la variance puis l'écart-type de la VAN.

$$Ecart\ type^2 = VAR(VAN) = VAR(-I) + \sum_{1}^{N} \frac{VAR(CF_n)}{(1+a)^{2n}}$$

Avec : $VAR(-I) = 0$ (I est constante) et $VAR(CF_n) = \sum_1^m \left(CF_{nm} - E(CF_n)\right)^2 \times P_{nm}$

Plus la variance, l'écart-type est élevé, plus le risque du projet pris isolément est grand. Quand on compare des projets de montants différents, on peut mesurer le risque relatif de chaque projet en établissant le rapport : $\frac{Ecart\ type\ (VAN)}{Espérance(VAN)}$

Plus ce rapport appelé coefficient du risque est bas, plus le risque relatif du projet est faible.

La conjoncture pour le marché de Fuel est présentée dans le tableau suivant : (cette conjoncture est basée sur une étude de marché faite par l'entreprise)

Conjoncture	Probabilités d'occurrence Pour le Fuel	Coeff %/an
Forte Croissance	**70%**	**3,5%**
Faible croissance	**10%**	**1,5%**
Stagnation	**9%**	**0,0%**
Faible récession	**6%**	**-1,5%**
Forte récession	**5%**	**-3,5%**

Tableau 12 : Tableau des conjonctures pour l'évolution du marché du Fuel.

	Année/Conjecture	3,5%	1,5%	0,0%	-1,5%	-3,5%	E(CFn)	E(CFn) Act	E(VAN)	VAR(CFn)	VAR(CFn) Act	Ecart Type(VAN)	Coefficient du risque
	1	4.188.986 DH	4.188.986 DH	4.188.986 DH	4.188.986 DH	4.188.986 DH	4.188.986 DH	3843106,826		0	0		
	2	4.419.986 DH	4.287.986 DH	4.188.986 DH	4.089.986 DH	3.957.986 DH	4.343.096 DH	3655497,383		17839017900	12637610021		
	3	4.659.071 DH	4.388.471 DH	4.188.986 DH	3.992.471 DH	3.735.071 DH	4.503.508 DH	3477534,318		72360712049	43146328344		
	4	4.906.524 DH	4.490.464 DH	4.188.986 DH	3.896.419 DH	3.519.958 DH	4.670.405 DH	3308632,871		1,65243E+11	82929840397		
Matrice des CF 26"	5	4.634.362 DH	4.065.710 DH	3.660.711 DH	3.273.532 DH	2.784.099 DH	4.315.706 DH	2804912,499	11.312.363 DH	2,984E+11	1,26047E+11	1.204.191 DH	10,6%
	6	5.427.716 DH	4.699.061 DH	4.188.986 DH	3.708.615 DH	3.112.056 DH	5.024.436 DH	2995906,916		4,73992E+11	1,68521E+11		
	7	5.702.072 DH	4.805.712 DH	4.188.986 DH	3.616.821 DH	2.918.748 DH	5.211.977 DH	2851129,777		6,94442E+11	2,07809E+11		
	8	5.986.030 DH	4.913.963 DH	4.188.986 DH	3.526.403 DH	2.732.207 DH	5.406.820 DH	2713500,794		9,62446E+11	2,42411E+11		
	9	6.279.926 DH	5.023.838 DH	4.188.986 DH	3.437.342 DH	2.552.194 DH	5.609.191 DH	2582627,367		1,28099E+12	2,71562E+11		
	10	6.055.833 DH	4.607.085 DH	3.660.711 DH	2.821.341 DH	1.850.206 DH	5.291.046 DH	2234995,19		1,65336E+12	2,95011E+11		
	Année/Conjecture	3,5%	1,5%	0,0%	-1,5%	-3,5%	E(CFn)	E(CFn) Act	E(VAN)	VAR(CFn)	VAR(CFn) Act	Ecart Type(VAN)	Coefficient du risque
	1	4.303.598 DH	4.303.598 DH	4.303.598 DH	4.303.598 DH	4.303.598 DH	4.303.598 DH	3948254,953		0E+00	0E+00		
	2	4.534.598 DH	4.402.598 DH	4.303.598 DH	4.204.598 DH	4.072.598 DH	4.457.708 DH	3751963,554		17839017900	1E+10		
	3	4.773.683 DH	4.503.083 DH	4.303.598 DH	4.107.083 DH	3.849.683 DH	4.618.119 DH	3566035,393		72360712049	4E+10		
	4	5.021.136 DH	4.605.075 DH	4.303.598 DH	4.011.031 DH	3.634.570 DH	4.785.017 DH	3389826,518		1,65243E+11	8E+10		
Matrice des CF de 24"	5	4.789.581 DH	4.220.929 DH	3.815.929 DH	3.428.751 DH	2.939.317 DH	4.470.924 DH	2905793,999	13.707.936 DH	2,984E+11	1E+11	1.204.191 DH	8,8%
	6	5.542.328 DH	4.813.672 DH	4.303.598 DH	3.823.227 DH	3.226.667 DH	5.139.047 DH	3064245,984		4,73992E+11	2E+11		
	7	5.816.683 DH	4.920.323 DH	4.303.598 DH	3.731.432 DH	3.033.360 DH	5.326.588 DH	2913826,169		6,94442E+11	2E+11		
	8	6.100.641 DH	5.028.574 DH	4.303.598 DH	3.641.015 DH	2.846.818 DH	5.521.432 DH	2771020,42		9,62446E+11	2E+11		
	9	6.394.538 DH	5.138.449 DH	4.303.598 DH	3.551.954 DH	2.666.806 DH	5.723.802 DH	2635397,666		1,28099E+12	3E+11		
	10	6.211.052 DH	4.762.303 DH	3.815.929 DH	2.976.560 DH	2.005.425 DH	5.446.265 DH	2300561,244		1,65336E+12	3E+11		
	Année/Conjecture	3,5%	1,5%	0,0%	-1,5%	-3,5%	E(CFn)	E(CFn) Act	E(VAN)	VAR(CFn)	VAR(CFn) Act	Ecart Type(VAN)	Coefficient du risque
	1	4.516.151 DH	4.516.151 DH	4.516.151 DH	4.516.151 DH	4.516.151 DH	4.516.151 DH	4143257,746		0	0		
	2	4.747.151 DH	4.615.151 DH	4.516.151 DH	4.417.151 DH	4.285.151 DH	4.670.261 DH	3930865,199		17839017900	12637610021		
	3	4.986.236 DH	4.715.636 DH	4.516.151 DH	4.319.636 DH	4.062.236 DH	4.830.672 DH	3730165,342		72360712049	43146328344		
	4	5.233.689 DH	4.817.628 DH	4.516.151 DH	4.223.584 DH	3.847.123 DH	4.997.570 DH	3540404,453		1,65243E+11	82929840397		
Matrice des CF 20"	5	5.084.973 DH	4.516.321 DH	4.111.321 DH	3.724.142 DH	3.234.709 DH	4.766.316 DH	3097778,403	13.544.369 DH	2,984E+11	1,26047E+11	1.204.191 DH	8,9%
	6	5.754.881 DH	5.026.225 DH	4.516.151 DH	4.035.780 DH	3.439.220 DH	5.351.600 DH	3190984,42		4,73992E+11	1,68521E+11		
	7	6.029.236 DH	5.132.876 DH	4.516.151 DH	3.943.985 DH	3.245.913 DH	5.539.141 DH	3030099,964		6,94442E+11	2,07809E+11		
	8	6.313.194 DH	5.241.127 DH	4.516.151 DH	3.853.568 DH	3.059.371 DH	5.733.985 DH	2877693,626		9,62446E+11	2,42411E+11		
	9	6.607.091 DH	5.351.002 DH	4.516.151 DH	3.764.507 DH	2.879.359 DH	5.936.356 DH	2733262,992		1,28099E+12	2,71562E+11		
	10	6.506.444 DH	5.057.695 DH	4.111.321 DH	3.271.952 DH	2.300.817 DH	5.741.657 DH	2425337,934		1,65336E+12	2,95011E+11		

Tableau 13 : Détails des calculs de rentabilité dans un avenir probabiliste dans la durée de rentabilité de projet, pour les 5 conjonctures, pour trois variantes 26'', 24'' et 20''.

Les calculs sont les suivants pour la variante 24'':

	E(VAN)	ECART TYPE (VAN)	Coefficient du risque
24"	**13.707.936 DH**	**1.204.191 DH**	**8,8%**

On accepte le projet lorsque l'espérance mathématique de la VAN est positive. Entre plusieurs projets, on retient celui qui possède l'espérance mathématique la plus élevée. Mais, le critère de l'espérance ne tient pas compte de la dispersion et donc du risque attaché à la distribution de probabilités. C'est pourquoi, le recours au calcul de la variance permet de mesurer le risque du projet relatif.

Entre plusieurs projets, on est finalement amené à comparer les différents coefficients du risque, ***l'annexe Renta*** présente le risque relatif pour trois variantes de diamètres proches du diamètre fixé par l'étude hydraulique. Une fois de plus les diamètres sont confirmés

Conclusion du choix d'investissement pour le Fuel dans un avenir probabiliste incertain :

Dans un avenir probabiliste le projet est jugé rentable.

NB : L'ensemble des conjonctures, et les différents calculs pour l'ensemble des produits (Fuel, HBD, GPL) sont dans l'annexe Renta.

Conclusion :

L'analyse et la compréhension de l'ensemble des contraintes : opérationnelles (installations communes, produits visqueux, grandes capacités de stockage au terminal), terrain (grande dénivelée, passage souterrain...) et administratives du projet 'Pipelines', nous a permis de dimensionner les différents pipelines avec un soucis constant d'optimisation en investissement et en coûts opérationnels. Cette approche nous a aidé à gagner plus de 11% en investissement (1,5 Mdh) par la réduction du diamètre du pipeline HDB.

Afin de calculer les paramètres hydrauliques, un état de l'art des différentes méthodes de calcul existantes dans la littérature hydraulique appliquées aux produits pétroliers a été élaboré, afin de proposer aux ingénieurs une synthèse des bonnes références de dimensionnement de telles conduites.

L'étude hydraulique a conclu que les diamètres optimaux pour transporter le Fuel, les huiles de base et GPL sont respectivement 24 pouce, 12 pouce et 12 pouce avec un acier '*API 5L Grade B'* et une épaisseur de 9,53mm Schedule 20 pour les trois.

Une évaluation multicritère des procédés d'exécution a déterminé que le forage horizontal à la tarière (Horizontal Auger Boring) est le procédé qui répond le mieux aux contraintes du projet. Un cahier de charge a été élaboré afin de lancer les consultations des travaux.

Le projet est finalement jugé rentable en l'analysant dans un avenir prévisible et probabiliste avec un taux de rentabilité interne moyen entre les trois pipelines de 25% et un retour sur investissement de 5,5 ans.

Au terme de ce projet, nous avons pu atteindre les objectifs fixés à savoir :

- Détermination du Rooting optimal ;
- Conception des spécifications de la liaison Pipelines (Diamètre et épaisseur) et quels débits attendre au Terminal de réception ;
- Détermination des procédés d'exécution et la rédaction du Cahier des charges ;
- Analyse de la rentabilité économique du projet.

Nous clôturons ce travail et ouvrons le chemin aux procédures de consultations et d'adjudication des travaux.

Bibliographie

Ouvrages :

[1] E. SHASHI MENON. *Transmission pipeline calculations and simulations Manual*. USA : Gulf Professional Publishing, Elsevier, **2015**, 599 p.

[2] AMERICAN NATIONAL STANDARD. *Pipeline transporation systems for liquid hydrocarbons and other liquids*. USA : ASME, **2002**, 125 p.

[3] E. SHASHI MENON. *Pipeline Planning and Construction Field Manual*. USA : Gulf Professional Publishing, Elsevier, **2011**, 552 p.

[4] ALIREZA BAHADORI. *Oil and Gas Pipelines and Piping Systems : Design, Construction, Management and Inspection*. USA : Gulf Professional Publishing, Elsevier, **2017**, 627 p.

[5] DURAID ALKAZRAJI. *A Quick Guide to Pipeline Engineering*. Cambridge England: Gulf Professional Publishing, Woodhead Publishing, **2008**, 170 p.

[6] E.W. MCALLISTER. *Pipeline Rules of Thumb Handbook : A Manual of Quick, Accurate Solutions to Everyday Pipeline Engineering Problems*. USA : Gulf Professional Publishing, Elsevier, **2009**, 760 p.

[7] J. PHILLIP ELLENBERGER. *Piping and Pipeline Calculations Manual*. England : Butterworth-Heinemann, Elsevier, **2014**, 398 p.

[8] M. MOHITPOUR ; H. GOLSHAN ; A. MURRAY. *Pipeline design & construction : A practical approach.* USA : ASME PRESS, **2007**, 734 p.

[9] MOHAMMAD NAJAFI. *Trenchless technology piping : installation and inspection.* USA : ASCE PRESS & Water Environment Federation PRESS, **2010**, 480 p.

[10] M. NAJAFI ; A. ATALAH ; L. ONSARIGO. *ASCE Manuals and Reports on Engineering Practice No. 106 : Horizontal Auger Boring Projects.* USA : ASCE, **2017**, 165 p.

[11] E.R. SKONBERG ; T.M. MUINDI. *ASCE Manuals and Reports on Engineering Practice No. 108 : Pipeline Design for Installation by Horizontal Directional Drilling.* USA : ASCE, **2014**, 80 p.

[12] G.M. BOYCE. *ASCE Standards : Standard Design and Construction Guidelines for Microtunneling* . USA : ASCE, **2015**, 135 p.

[13] M. NAJAFI. *ASCE Manuals and Reports on Engineering Practice No. 115 : Pipe Ramming Projects.* USA : ASCE, **2008**, 83 p.

[14] G.A. ANTAKI ; J.D. HART. *ASCE Guidelines for the design of Buried Steel Pipe.* USA : ASCE, **2001**, 83 p.

[15] A. JORIO. *Théorie et pratique du calcul économique : Calcul économique privé.* MAROC : Les éditions Maghrébines, **1999**, 181 p.

Communication dans un congrès

[16] M.NAJAFI ; BAOSONG MA, *Advances and experiences with pipelines and trenchless technology for water, sewer, gas, and oil applications, Shanghai, China, October 18–21, 2009*. USA : ASCE, **2009**.

Sites web consultés

[17] Calameo.com. [Référence du 12 Mai 2019], https://fr.calameo.com/read/00089986900892304280d

[18] Media24.com. [Référence du 10 Juin 2019] https://www.medias24.com/MAROC/ECONOMIE/ECONOMIE/182941-Carburant-les-principaux-chiffres-du-rapport-parlementaire.html (extrait du rapport de la mission parlementaire sur le carburent 2018)

Annexes

ANNEXE 0 : TOTAL ©

Le groupe total se positionne le 3ème au sein du territoire marocain en rapport à l'importation, le réseau des stations-service ainsi que la capacité de stockage. Il est aussi nécessaire de citer qu'il est au 4ème rang mondial des compagnies pétrolières.

Le groupe Total est une société pétrolière française privée faisant partie des majors désignant les six plus grandes compagnies pétrolières privées mondiales.

La compagnie française des pétroles a été créée en Irak en 1924, afin de représenter les intérêts français de la Turkish Petrolium Company fondée conjointement par les britanniques et les français au lendemain de la première guerre mondiale.

Aujourd'hui : Présent dans plus de 130 pays, Total met tout en œuvre pour que ses activités soient accompagnées d'effets positifs dans les domaines économiques, sociaux et environnementaux. Le groupe multinational exerce ses activités dans tous les segments de la chaîne pétrolière : Amont et Aval.

- ***Activités de Total dans le secteur « amont » :***

Le secteur « amont » du groupe est organisé autour des activités d'exploration, de développement et de production d'hydrocarbures, en plus des activités exercées dans les domaines du charbon, du gaz et des énergies nouvelles. Ainsi, sur le plan opérationnel, Total agit en amont sur :

- Une partie de la chaîne pétrolière qui comprend : la prospection, l'exploration, l'exploitation et la production pétrolières.
- L'ensemble de la chaîne du gaz naturel qui comprend : la prospection et l'exploration gazière , l'exploitation et la production gazière, la liquéfaction (pour le gaz naturel liquéfié), le transport, la commercialisation et la production d'électricité.
- Certaines étapes des cycles d'énergies alternatives qui comprennent :la fabrication d'équipements solaires, la production et la vente du charbon-vapeur à destination de centrales thermiques, la participation à des projets nucléaires et la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

❖ ***Activités de Total dans le secteur « aval » :***

Le secteur « aval » du groupe est organisé autour des activités n'intervenant que sur des produits pétroliers. Ainsi, sur le plan opérationnel, Total agit en aval sur :

- Le transport maritime ;
- Le transport par pipeline ;
- Le raffinage des produits pétroliers ;
- La distribution des produits raffinés ;
- Les activités de marché.

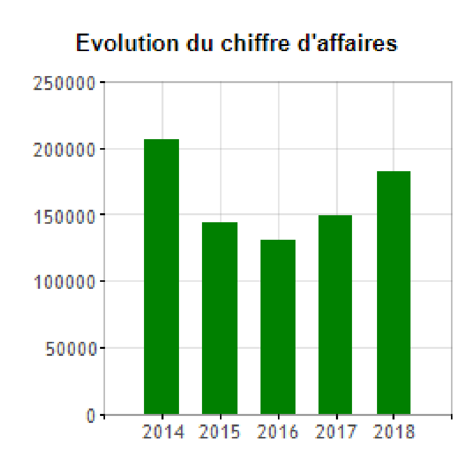
En plus de ses affaires pétrolières, Total est un acteur majeur de la chimie. En effet, il détient des participations dans des secteurs comme le charbon, le nucléaire, la production d'électricité (centrales thermiques à gaz) et accompagne également la croissance des énergies renouvelables (solaire, biomasse).

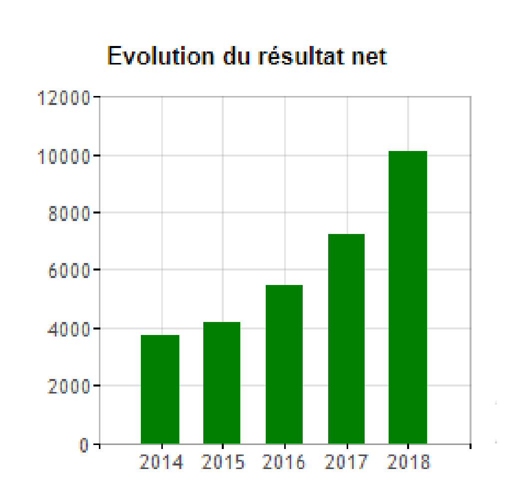
Le secteur « chimie » du groupe est organisé autour des activités chimiques de base et des spécialités. Ainsi, sur le plan opérationnel, Total agit en « chimie » sur :

- La chimie de base qui rassemble la pétrochimie de base (oléfines et aromatiques) et ses dérivés (polyéthylène, polypropylène et polystyrène) ainsi que la fabrication d'engrais et de fertilisants ;
- La chimie de spécialité qui rassemble la transformation du caoutchouc, la production de résines et d'adhésifs ainsi que la métallisation.

Chiffres clés :

- Chiffres clés du groupe :



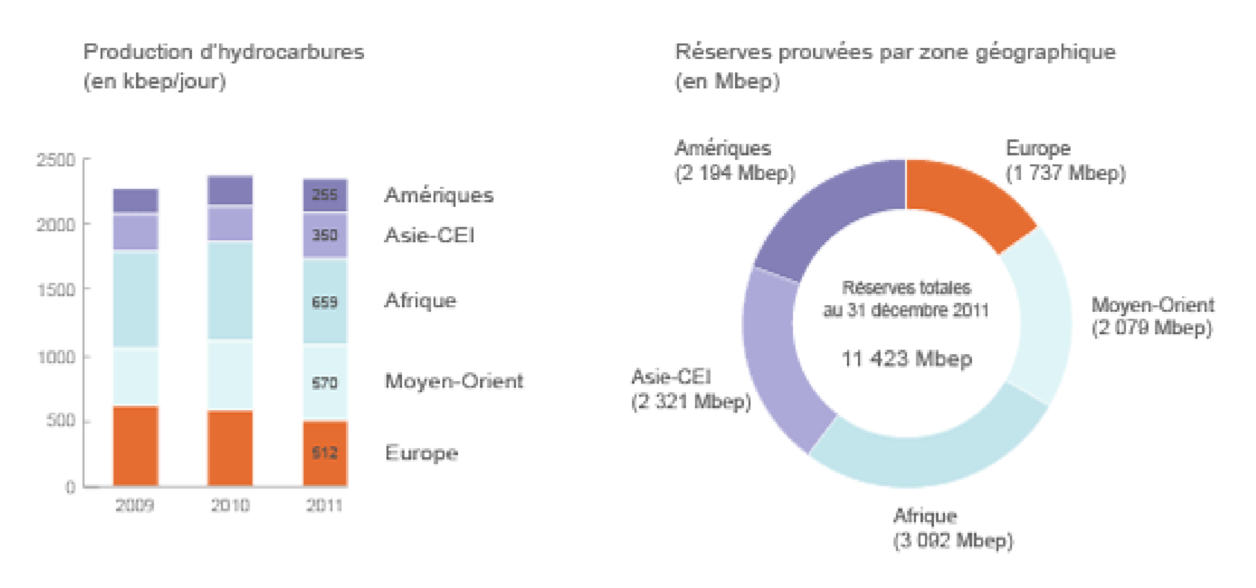


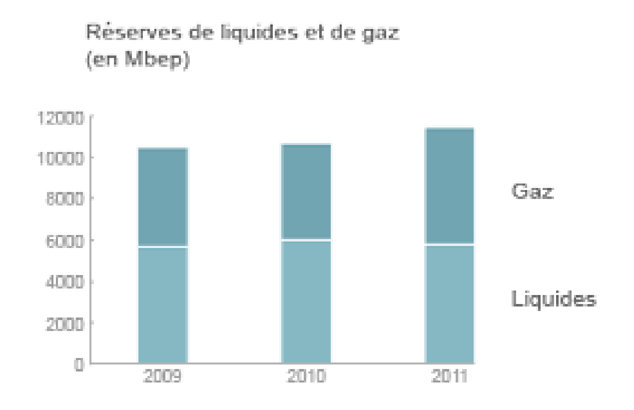
	2014	2015	2016	2017	2018
Chiffre d'affaires	206 438 240	144 569 360	130 918 272	149 933 984	183 043 216
Produits des activités ordinaires	206 438 240	144 569 360	130 918 272	149 933 984	183 043 216
Résultat opérationnel	9 352 241	4 129 254	5 010 535	9 207 984	14 168 685
Coût de l'endettement financier net	-559 543	-763 252	-965 212	-1 341 155	-1 525 629
Quote part resultats des Sociétés Mises en Equ	2 327 350	2 064 190	1 935 670	1 761 687	2 771 487
RN des activités abandonnées	-	-	-	-	-
Résultat net	3 715 717	4 184 334	5 425 821	7 255 702	10 098 007
Résultat net (part du groupe)	3 710 471	4 447 494	5 417 078	7 545 965	10 007 082

(Les chiffres sont en milliers d'euros).

❖ ***Production et réserves :***

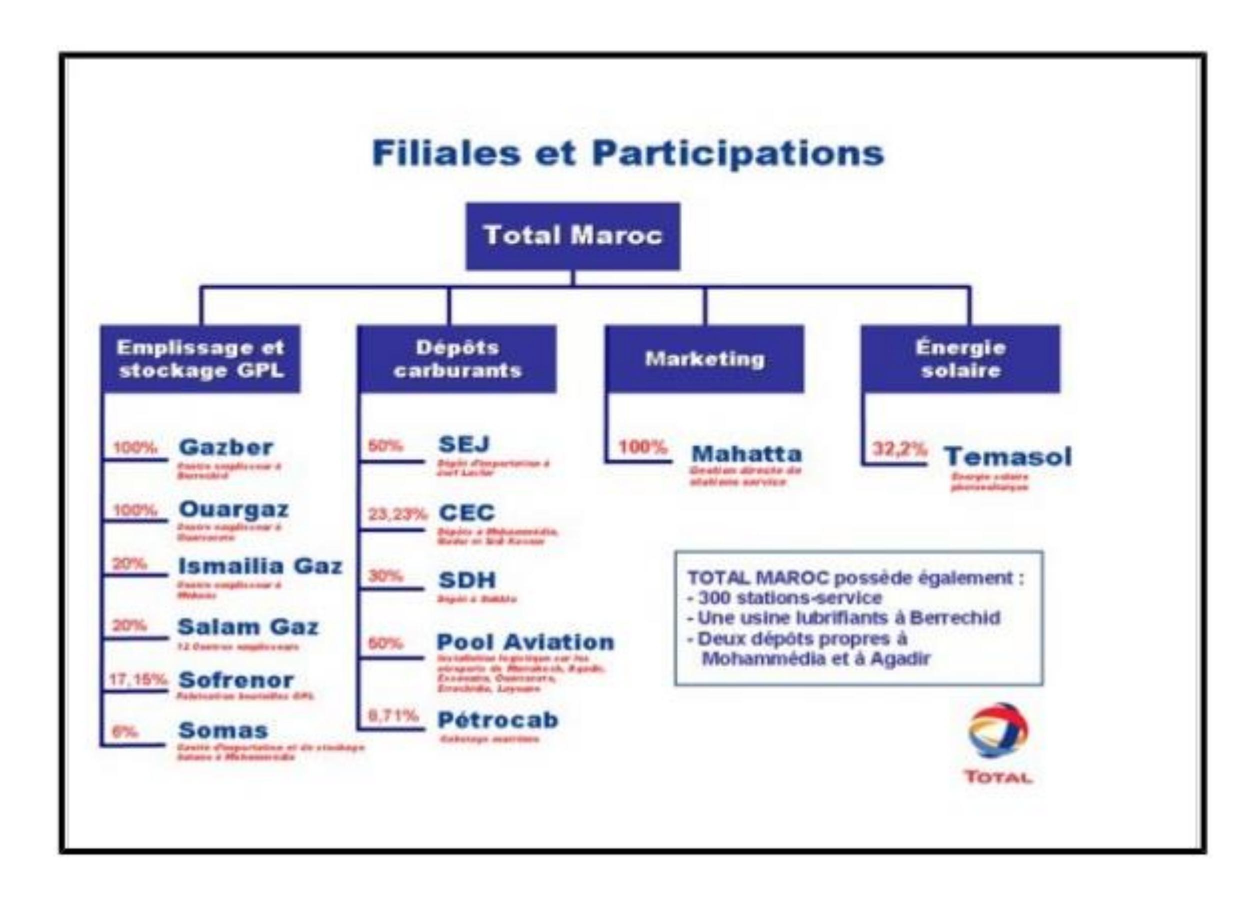
La production d'hydrocarbures du groupe atteint en moyenne 2,3 millions de barils par jour. Elle se répartit de la manière suivante :





- ***Filiales et participations au MAROC :***

Le schéma ci-dessous simplifie et résume les différentes filiales et participations de Total Maroc :



ANNEXE 1 : Facteurs de design

Les facteurs de Design pour le calcul de l'épaisseur minimale en se référant à la norme ANSI/ASME B31.4 synthétisée par l'ouvrage : Pipeline Rules of Thumb Handbook : A Manual of Quick, Accurate Solutions to Everyday Pipeline Engineering Problems – de son auteur : E.W. McAllister.

Table 5
Tabulation of examples of allowable stresses for reference use in piping systems

Allowable stress values (S) shown in this table are equal to 0.72 × E (weld joint factor) × specified minimum yield strength of the pipe. Allowable stress values shown are for new pipe of known specification. Allowable stress values for new pipe of unknown specification, ASTM A 120 specification or used (reclaimed) pipe shall be determined in accordance with 402.3.1.
For some code computations, particularly with regard to branch connections [see 404.3.1 (d) (3)] and expansion, flexibility, structural attachments, supports, and restraints (Chapter II, Part 5), the weld joint factor *E* need not be considered.
For specified minimum yield strength of other grades in approved specifications, refer to that particular specification. Allowable stress value for cold worked pipe subsequently heated to 600F (300C) or higher (welding excepted) shall be 75% of value listed in table.
Definitions for the various types of pipe are given in 400.2.
(Metrics Stress Levels are given in MPa [1 Megapascal = 1 million pascals])

Specification	Grade	Specified Min Yield Strength psi (MPa)	Notes	(E) Weld Joint Factor	(S) Allowable Stress Value −20F to 250F (−30C to 120C) psi (MPa)
Seamless					
API 5L	A25	25,000 (172)	(1)	1.00	18,000 (124)
API 5L, ASTM A53, ASTM A106	A	30,000 (207)	(1) (2)	1.00	21,600 (149)
API 5L, ASTM A53, ASTM A106	B	35,000 (241)	(1) (2)	1.00	25,200 (174)
ASTM A106	C	40,000 (278)	(1) (2)	1.00	28,800 (199)
ASTM A524	I	35,000 (241)	(1)	1.00	25,200 (174)
ASTM A524	II	30,000 (207)	(1)	1.00	21,600 (149)
API 5LU	U80	80,000 (551)	(1) (4)	1.00	57,600 (397)
API 5LU	U100	100,000 (689)	(1) (4)	1.00	72,000 (496)
API 5LX	X42	42,000 (289)	(1) (2) (4)	1.00	30,250 (208)
API 5LX	X46	46,000 (317)	(1) (2) (4)	1.00	33,100 (228)
API 5LX	X52	52,000 (358)	(1) (2) (4)	1.00	37,450 (258)
API 5LX	X56	56,000 (386)	(1) (4)	1.00	40,300 (278)
API 5LX	X60	60,000 (413)	(1) (4)	1.00	43,200 (298)
API 5LX	X65	65,000 (448)	(1) (4)	1.00	46,800 (323)
API 5LX	X70	70,000 (482)	(1) (4)	1.00	50,400 (347)
Furnace Welded-Butt Welded					
ASTM A53		25,000 (172)	(1) (2)	0.60	10,800 (74)
API 5L Class I & Class II	A25	25,000 (172)	(1) (2) (3)	0.60	10,800 (74)
API 5L (Bessemer), ASTM A53 (Bessemer)		30,000 (207)	(1) (2) (5)	0.60	12,950 (89)
Furnace Welded-Lap Welded					
API 5L Class I		25,000 (172)	(1) (2) (6)	0.80	14,400 (99)
API 5L Class II		28,000 (193)	(1) (2) (6)	0.80	16,150 (111)
API 5L (Bessemer)		30,000 (207)	(1) (2) (6)	0.80	17,300 (119)
API 5L Electric Furnace		25,000 (172)	(1) (2) (6)	0.80	14,400 (99)

Reproduced from ANSI/ASME Code B31-4-1979, Table 402.3.1(a). Reprinted courtesy of The American Society of Mechanical Engineers.

Table 5
Tabulation of examples of allowable stresses for reference use in piping systems (Continued)

Specification	Grade	Specified Min Yield Strength psi (MPa)	Notes	(E) Weld Joint Factor	(S) Allowable Stress Value −20F to 250F (−30C to 120C) psi (MPa)
Electric Resistance Welded and Electric Flash Welded					
API 5L	A25	25,000 (172)	(1) (7)	1.00	18,000 (124)
API 5L, ASTM A53, ASTM A135	A	30,000 (207)	(2)	0.85	18,360 (127)
API 5L, API 5LS, ASTM A53, ASTM A135	A	30,000 (207)	(1)	1.00	21.600 (149)
API 5L, ASTM A53, ASTM A135	B	35,000 (241)	(2)	0.85	21,420 (148)
API 5L, API 5LS, ASTM A53, ASTM A135	B	35,000 (241)	(1)	1.00	25,200 (174)
API 5LS, API 5LX	X42	42,000 (289)	(1) (2) (4)	1.00	30,250 (208)
API 5LS, API 5LX	X46	46,000 (317)	(1) (2) (4)	1.00	33,100 (228)
API 5LS, API 5LX	X52	52,000 (358)	(1) (2) (4)	1.00	37,450 (258)
API 5LS, API 5LX	X56	56,000 (386)	(1) (4)	1.00	40,300 (279)
API 5LS, API 5LX	X60	60,000 (413)	(1) (4)	1.00	43,200 (297)
API 5LS, API 5LX	X65	65,000 (448)	(1) (4)	1.00	46,800 (323)
API 5LS, API 5LX	X70	70,000 (482)	(1) (4)	1.00	50,400 (347)
API 5LU	U80	80,000 (551)	(1) (4)	1.00	57,600 (397)
API 5LU	U100	100,000 (689)	(1) (4)	1.00	72,000 (496)
Electric Fusion Welded					
ASTM A 134	–	–		0.80	–
ASTM A 139	A	30,000 (207)	(1) (2)	0.80	17,300 (119)
ASTM A 139	B	35,000 (241)	(1) (2)	0.80	20,150 (139)
ASTM A 155	–	–	(2) (8)	0.90	–
ASTM A 155	–	–	(1) (8)	1.00	–
Submerged Arc Welded					
API 5L, API 5LS	A	30,000 (207)	(1)	1.00	21,600 (149)
API 5L, API 5LS	B	35,000 (241)	(1)	1.00	25,200 (174)
API 5LS, API 5LX	X42	42,000 (289)	(1) (2) (4)	1.00	30,250 (208)
API 5LS, API 5LX	X46	46,000 (317)	(1) (2) (4)	1.00	33,100 (228)
API 5LS, API 5LX	X52	52,000 (358)	(1) (2) (4)	1.00	37,450 (258)
API 5LS, API 5LX	X56	56,000 (386)	(1) (4)	1.00	40,300 (278)
API 5LS, API 5LX	X60	60,000 (413)	(1) (4)	1.00	43,200 (298)
API 5LS, API 5LX	X65	65,000 (448)	(1) (4)	1.00	46,800 (323)
API 5LS, API 5LX	X70	70,000 (482)	(1) (4)	1.00	50,400 (347)
API 5LU	U80	80,000 (551)	(1) (4)	1.00	57,600 (397)
API 5LU	U100	100,000 (689)	(1) (4)	1.00	72,000 (496)
ASTM A 381	Y35	35,000 (241)	(1) (2)	1.00	25,200 (174)
ASTM A 381	Y42	42,000 (290)	(1) (2)	1.00	30,250 (209)
ASTM A 381	Y46	46,000 (317)	(1) (2)	1.00	33,100 (228)
ASTM A 381	Y48	48,000 (331)	(1) (2)	1.00	34,550 (238)
ASTM A 381	Y50	50,000 (345)	(1)	1.00	36,000 (248)
ASTM A 381	Y52	52,000 (358)	(1)	1.00	37,450 (258)
ASTM A 381	Y60	60,000 (413)	(1)	1.00	43,200 (298)

NOTES (1) Weld joint factor *E* (see Table 402.4.3) and allowable stress value are applicable to pipe manufactured after 1958.
(2) Weld joint factor *E* (see Table 402.4.3) and allowable stress value are applicable to pipe manufactured before 1959.
(3) Class II produced under API 5L 23rd Edition, 1968, or earlier has a specified minimum yield strength of 28,000 psi (193MPa).
(4) Other grades provided for in API 5LS, API 5LU, and API 5LX not precluded.
(5) Manufacture was discontinued and process deleted from API 5L in 1969.
(6) Manufacture was discontinued and process deleted from API 5L in 1962.
(7) A25 is not produced in electric flash weld.
(8) See applicable plate specification for yield point and refer to 402.3.1 for calculation of (*S*).

Reproduced from ANSI/ASME Code B31-4-1979, Table 402.3.1. Reprinted courtesy of The American Society of Mechanical Engineers.

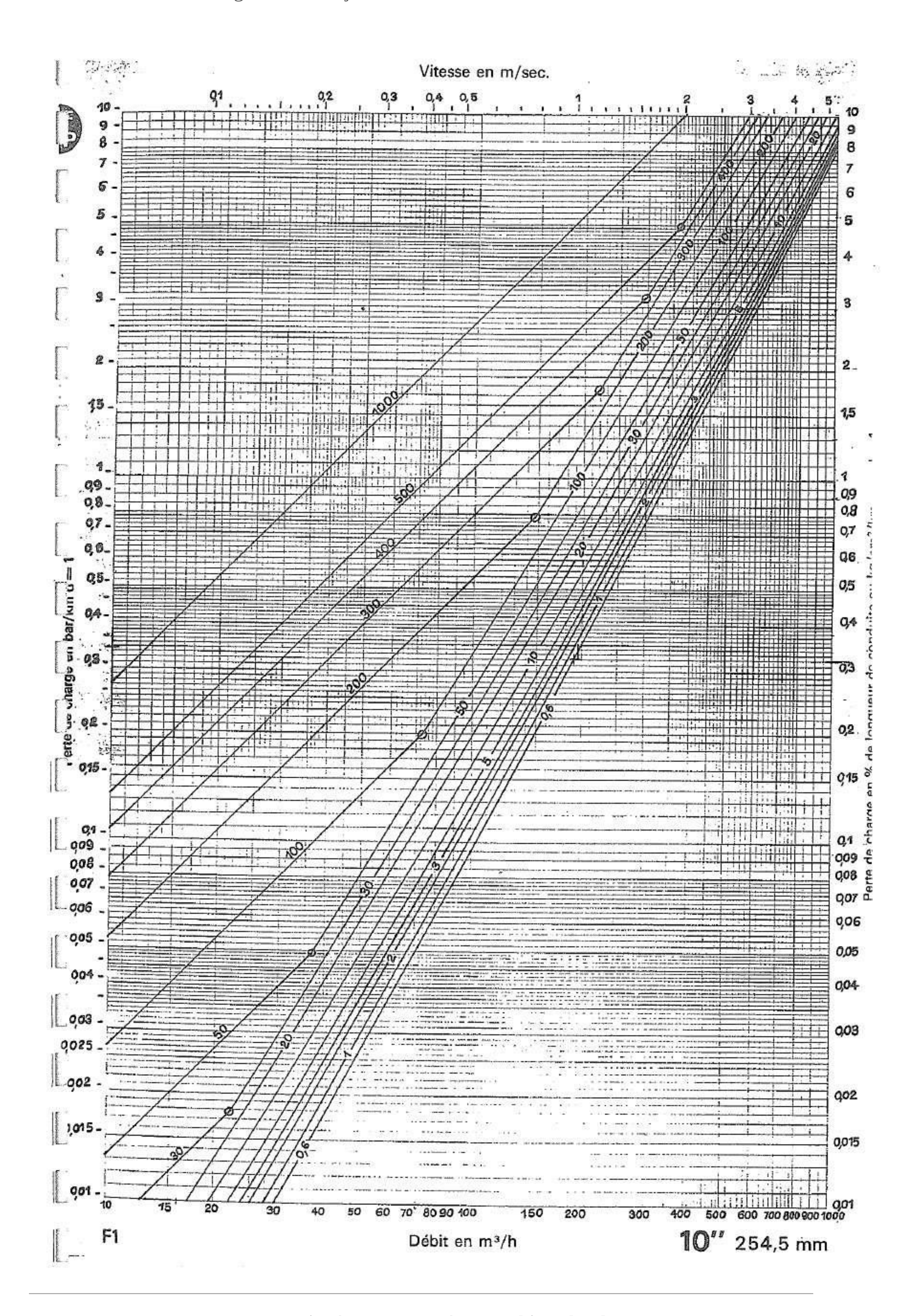
Table 6
Weld joint factor

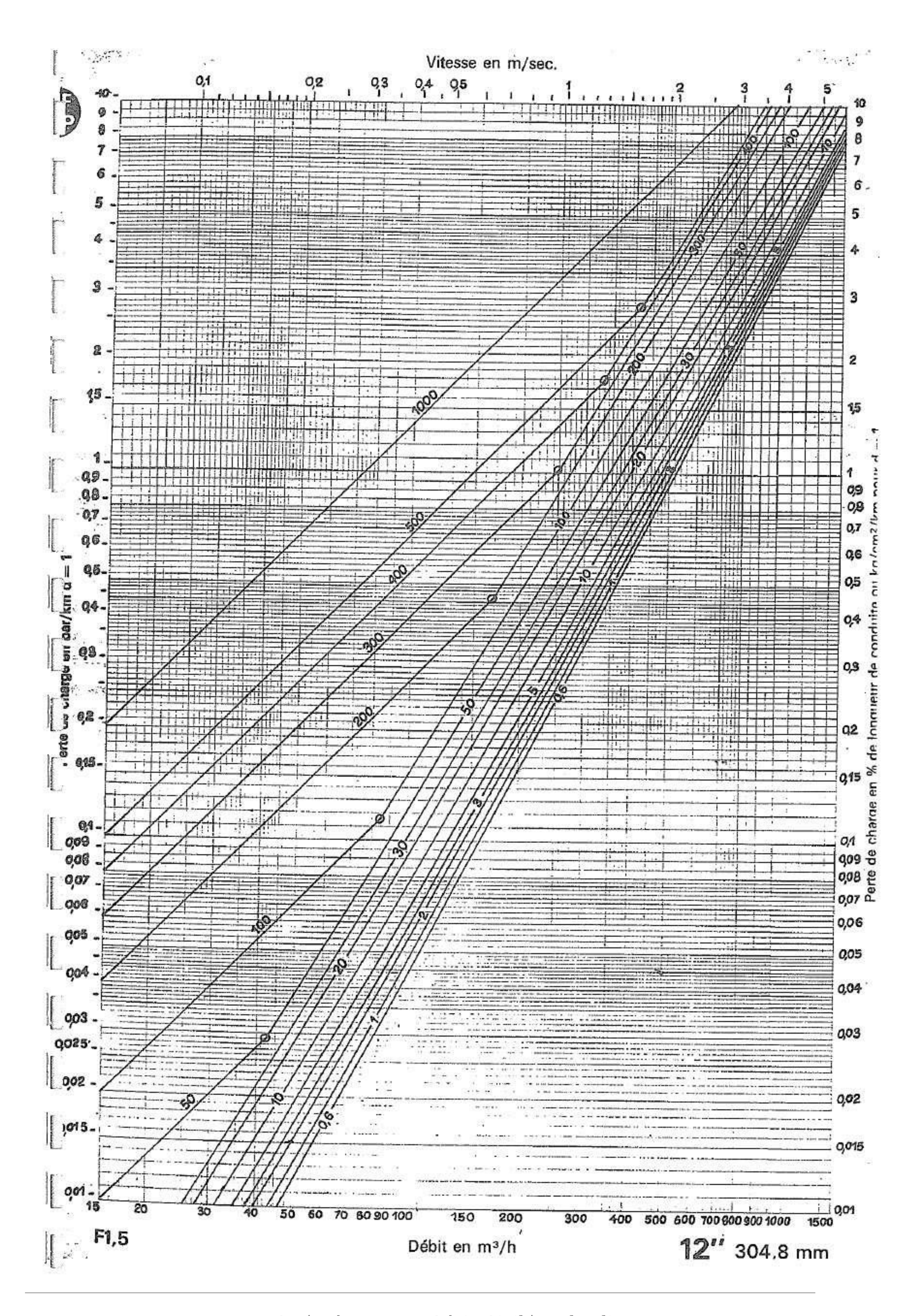
Specification Number	Pipe Type (1)	Weld Joint Factor E: Pipe Mfrd. Before 1959	Weld Joint Factor E: Pipe Mfrd. After 1958
ASTM A53	Seamless	1.00	1.00
	Electric-Resistance-Welded	0.85 (2)	1.00
	Furnace Lap-Welded	0.80	0.80
	Furnace Butt-Welded	0.60	0.60
ASTM A106	Seamless	1.00	1.00
ASTM A134	Electric-Fusion (Arc)-Welded single or double pass	0.80	0.80
ASTM A135	Electric-Resistance-Welded	0.85 (2)	1.00
ASTM A139	Electric-Fusion-Welded single or double pass	0.80	0.80
ASTM A155	Electric-Fusion-Welded	0.90	1.00
ASTM A381	Electric-Fusion-Welded, Double Submerged Arc-Welded	–	1.00
API 5L	Seamless	1.00	1.00
	Electric-Resistance-Welded	0.85 (2)	1.00
	Electric-Flash-Welded	0.85 (2)	1.00
	Electric-Induction-Welded	–	1.00
	Submerged Arc-Welded	–	1.00
	Furnace Lap-Welded	0.80	0.80 (3)
	Furnace Butt-Welded	0.60	0.60
API 5LS	Electric-Resistance-Welded	–	1.00
	Submerged Arc-Welded	–	1.00
API 5LX	Seamless	1.00	1.00
	Electric-Resistance-Welded	1.00	1.00
	Electric-Flash-Welded	1.00	1.00
	Electric-Induction-Welded	–	1.00
	Submerged Arc-Welded	1.00	1.00
API 5LU	Seamless	–	1.00
	Electric-Resistance-Welded	–	1.00
	Electric-Flash-Welded	–	1.00
	Electric-Induction-Welded	–	1.00
	Submerged Arc-Welded	–	1.00
Known	Known	(4)	(5)
Unknown	Seamless	1.00 (6)	1.00 (6)
Unknown	Electric-Resistance or Flash-Welded	0.85 (6)	1.00 (6)
Unknown	Electric-Fusion-Welded	0.80 (6)	0.80 (6)
Unknown	Furnace Lap-Welded or over NPS 4	0.80 (7)	0.80 (7)
Unknown	Furnace Butt-Welded or NPS 4 and smaller	0.60 (8)	0.60 (8)

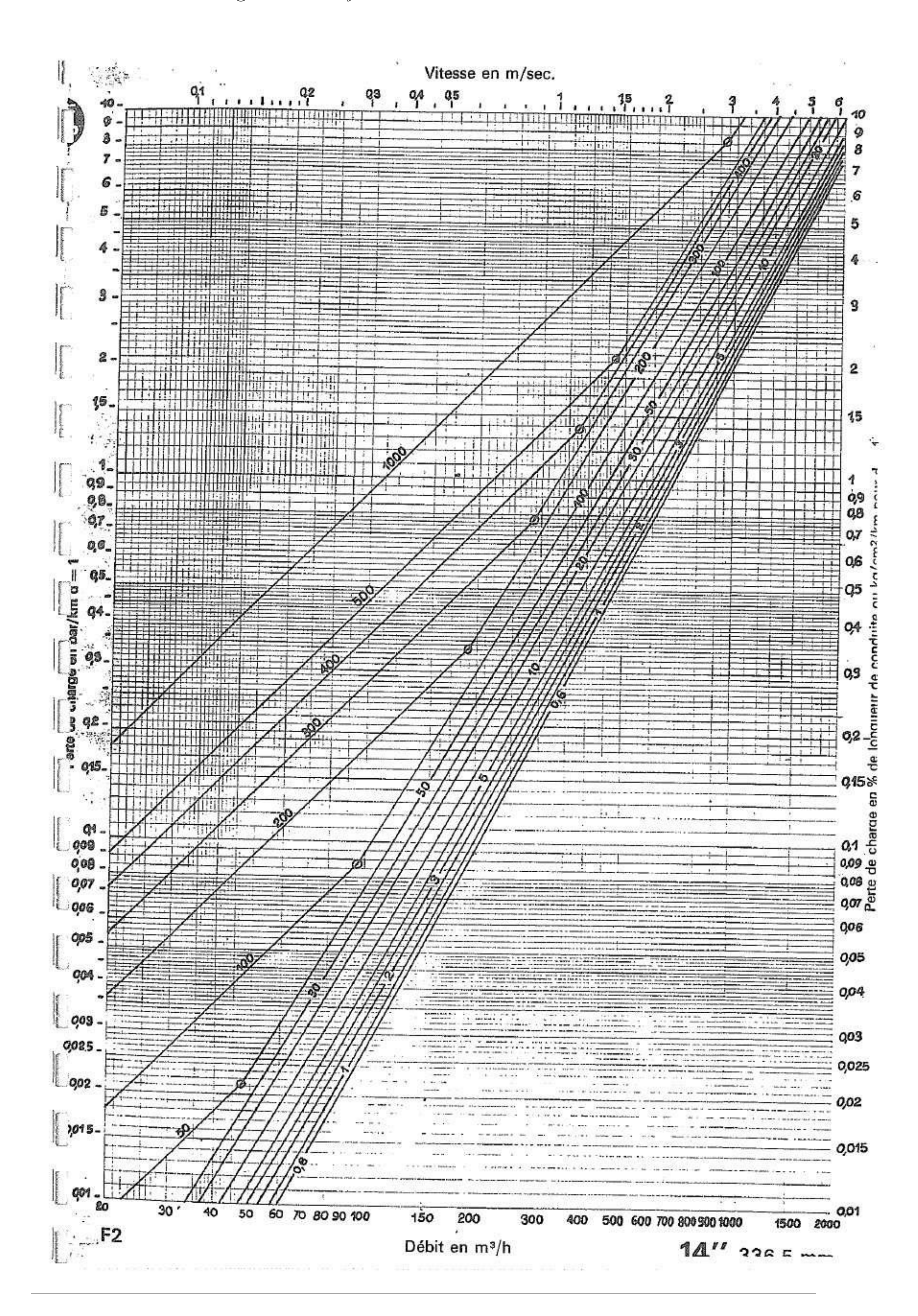
NOTES: (1) Definitions for the various pipe types (weld joints) are given in 400.2.
(2) A weld joint factor of 1.0 may be used for electric-resistance-welded or electric-flash-welded pipe manufactured prior to 1959 where (a) pipe furnished under this classification has been subjected to supplemental tests and/or heat treatments as agreed to by the supplier and the purchaser, and such supplemental tests and/or heat treatment demonstrate the strength characteristics of the weld to be equal to the minimum tensile strength specified for the pipe, or (b) pipe has been tested as required for a new pipeline in accordance with 437.4.1.
(3) Manufacture was discontinued and process deleted from API 5L in 1962.
(4) Factors shown above for pipe manufactured before 1959 apply for new or used (reclaimed) pipe if pipe specfication and pipe type are known and it is known that pipe was manufactured before 1959 or not known whether manufactured after 1958.
(5) Factors shown above for pipe manufactured after 1958 apply for new or used (reclaimed) pipe if pipe specification and pipe type are known and it is known that pipe was manufactured after 1958.
(6) Factor applies for new or used pipe of unknown specification and ASTM A120 if type of weld joint is known.
(7) Factor applies for new or used pipe of unknown specification and ASTM A120 if type of weld joint is known to be furnace lap-welded, or for pipe over NPS 4 if type of joint is unknown.
(8) Factor applies for new or used pipe of unknown specification and ASTM A120 if type of weld joint is known to be furnace butt-welded, or for pipe NPS 4 and smaller if type of joint is unknown.

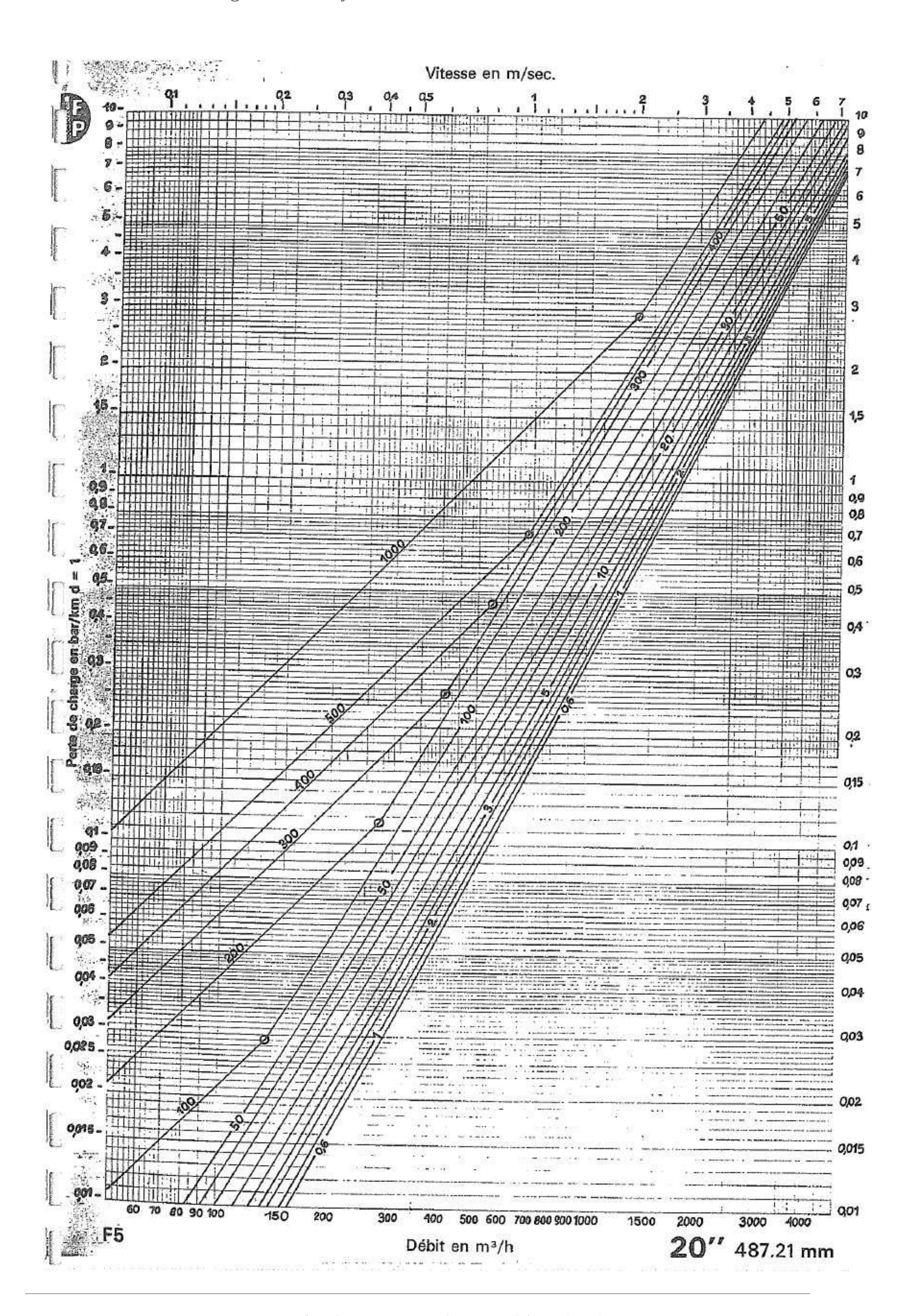
Reproduced from ANSI/ASME Code B31-4-1979, Table 402.4.3. Reprinted courtesy of The American Society of Mechanical Engineers.

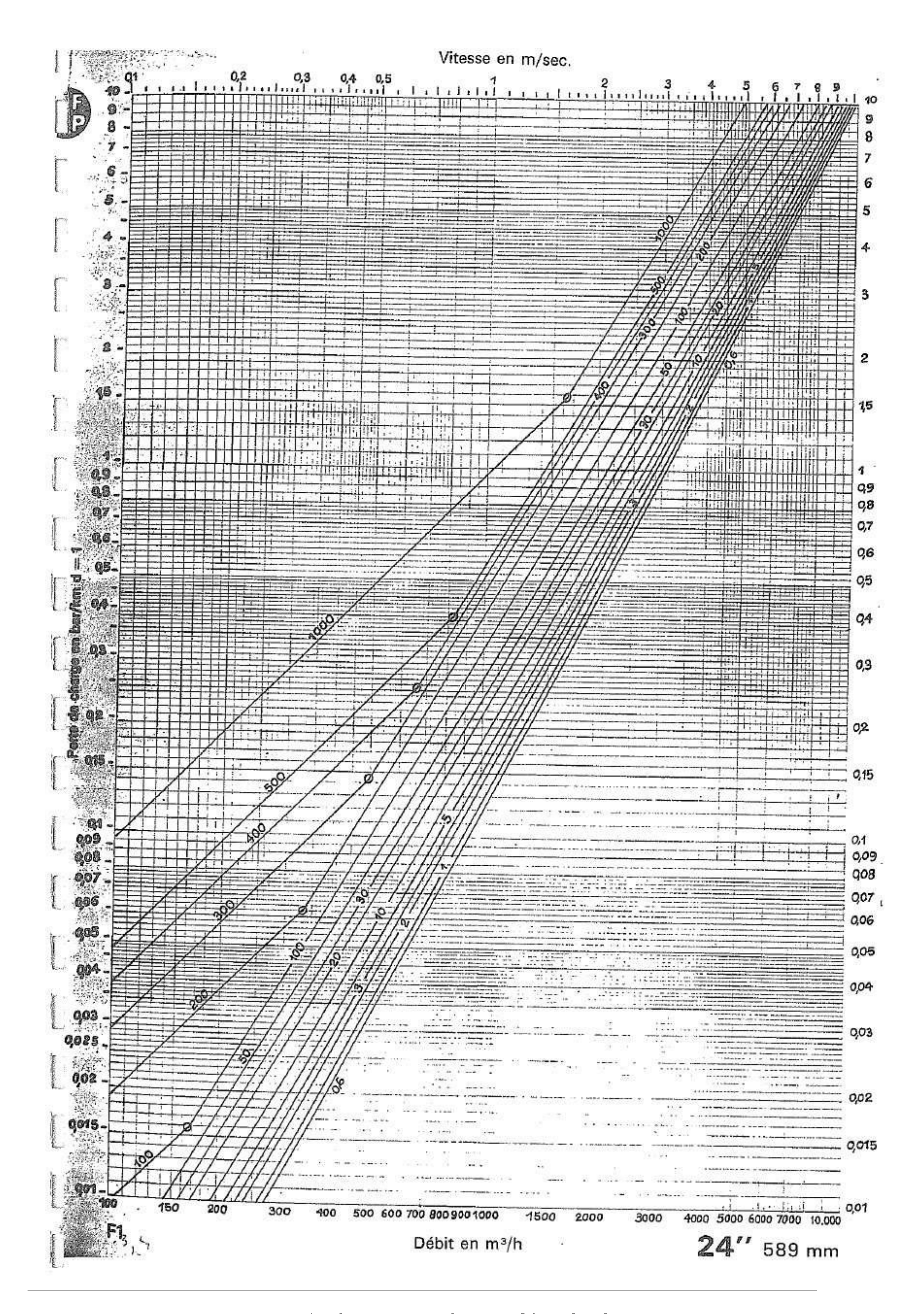
ANNEXE 2 : Abaques de Lefèvre


Vitesse en m/sec.
Perte de charge en bar/km d = 1
Perte de charge en % de longueur de conduite
Débit en m³/h
F1
10'' 254,5 mm

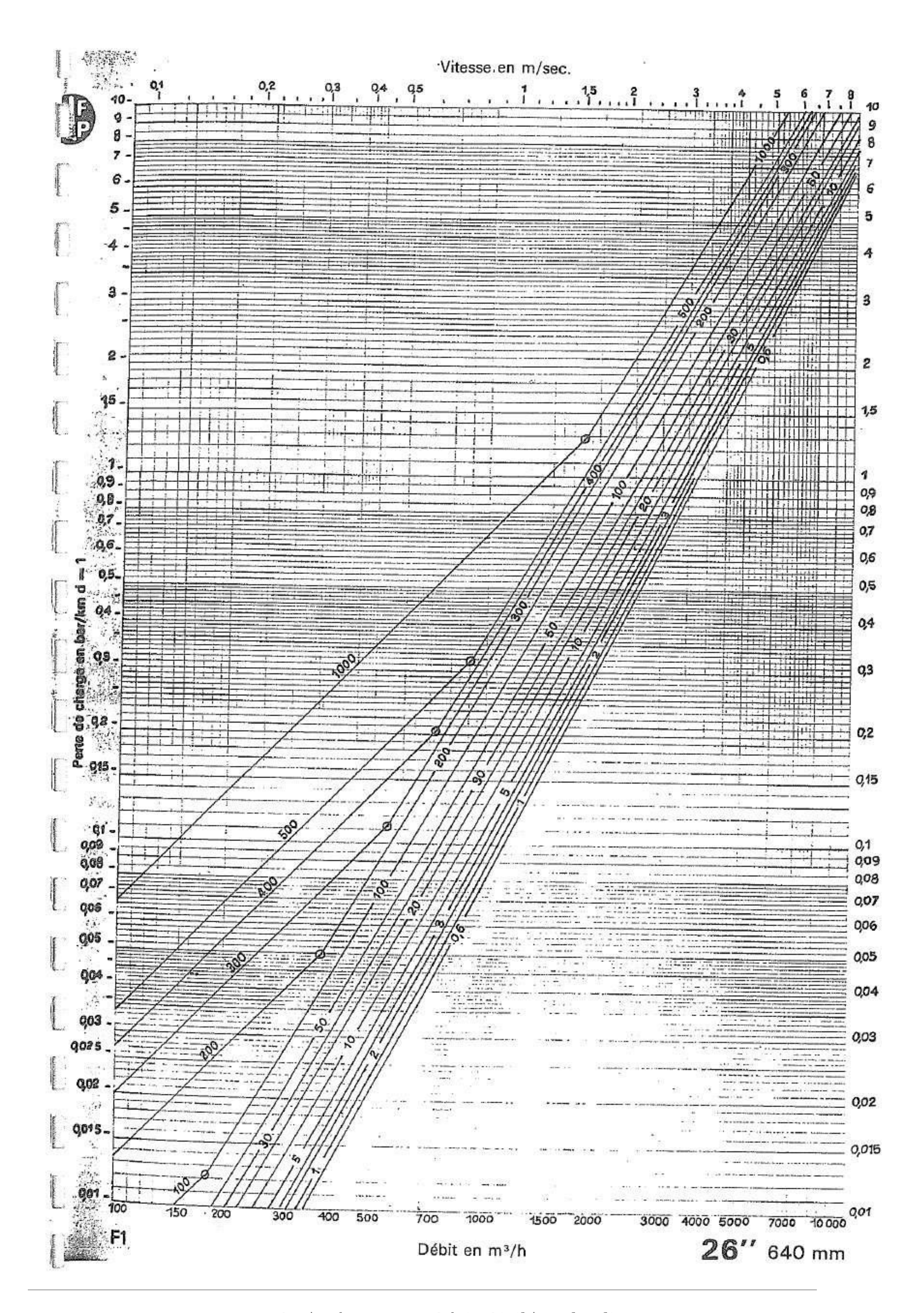

Vitesse en m/sec.
Perte de charge en bar/km d = 1
Perte de charge en % de longueur de conduite ou kg/cm²/km pour d = 1
Débit en m³/h
F1,5
12'' 304,8 mm


Vitesse en m/sec.
Perte de charge en bar/km d = 1
Perte de charge en % de longueur de conduite ou kg/cm²/km pour d = 1
Débit en m³/h
F2
14" 336,5 mm


Vitesse en m/sec.
Perte de charge en bar/km d = 1
Débit en m³/h
F5
20″ 487.21 mm



Vitesse en m/sec.
Perte de charge en bar/km.d = 1
Débit en m³/h
24″ 589 mm


Vitesse en m/sec.
Perte de charge en bar/km d = 1
Débit en m³/h
F1
26″ 640 mm

ANNEXE 3-1 : Dimensionnement HDB

Design mécanique HDB

Pour un pipe de 12’’ transportant des huiles de base :

- Grade d’Acier : API 5L Grade B avec 2410barg en limite d’élasticité ;
- Surpression (coup de bélier) : 10,2barg ;
- Pression de service maximale : 25 barg
- Pression de service maximale que le pipe peut résister mécaniquement : 100barg ;
- La pression d’essai hydrotest : 31bar g ;
- Epaisseur de la conduite : 9,53mm schedule 20 ;

Design Hydraulique HDB

Paramètres de calcul pour le HDB :

Specific Gravity	L (m)	Qte(t)	Viscosité cinématique (cSt=mm²/s) à 50°	Masse volumique (Kg/m^3) à 50°	Côte reservoir HDB	Côte Quai	Press Navire (barg)	Press à assurer au bac vide (barg)	Press à assurer au bac plein (barg)
0,89	5200,0	3000	284	880,0	55,0	7,0	8,0	**0,2**	**1,6**

Afin de comparer deux méthodes ont été poursuivi pour calculer la chute de pression : Service Pipeline Co.formula et la formule de Darcy ; Les calculs sont les suivants :

D (in)	Dext mm	Etat du réservoir	Débit Q (m3/h)		Epsr MIN (mm)	Epsr STD (mm)	Perte de charge) (Bar/km)	Pression à l'aval (bar g)	Temps déchargement 38KT (h)
14"	355,6	Bac Vide	280	**255,5**	2,56	9,53	0,51	0,49	**13,3**
		Bac plein	231				0,36	-0,01	
12"	323,8	Bac Vide	234	**206**	2,33	9,53	0,59	0,00	**16,5**
		Bac plein	178				0,36	-0,01	
10"	273	Bac Vide	145	**127,5**	1,97	9,27	0,58	0,01	**26,7**
		Bac plein	110				0,36	0,01	

Tableau : Service Pipeline Co.Formula’ :Détail du calcul hydraulique pour calculer le Débit et le temps de déchargement.

Pour comparer les résultats précèdent, on applique l'équation *Darcy-Weisbach :*

D (in)	Dext mm	Etat du réservoir	Débit Q (m3/h)		Epsr MIN (mm)	Epsr STD (mm)	Perte de charge) (Bar/km)	Pression à l'aval (bar g)	Temps déchargement 38KT (h)
14"	355,6	Bac Vide	229	**204,5**	2,56	9,53	0,59	-0,01	**16**
		Bac plein	180				0,36	-0,01	
12"	323,8	Bac Vide	180	**160,5**	2,33	9,53	0,59	-0,01	**21,2**
		Bac plein	141				0,36	0,01	
10"	273	Bac Vide	116	**103,5**	1,97	9,27	0,59	0,00	**32,9**
		Bac plein	91				0,36	0,00	

Tableau : Darcy Weisbacck formula : Détail du calcul hydraulique pour calculer le Débit et le temps de déchargement.

Après le retour d'expérience, les résultats obtenus par l'application de *Service Pipeline Co.Formula'* sont retenus.

Nous pouvons synthétiser les calculs ci-dessus dans la figure suivante :

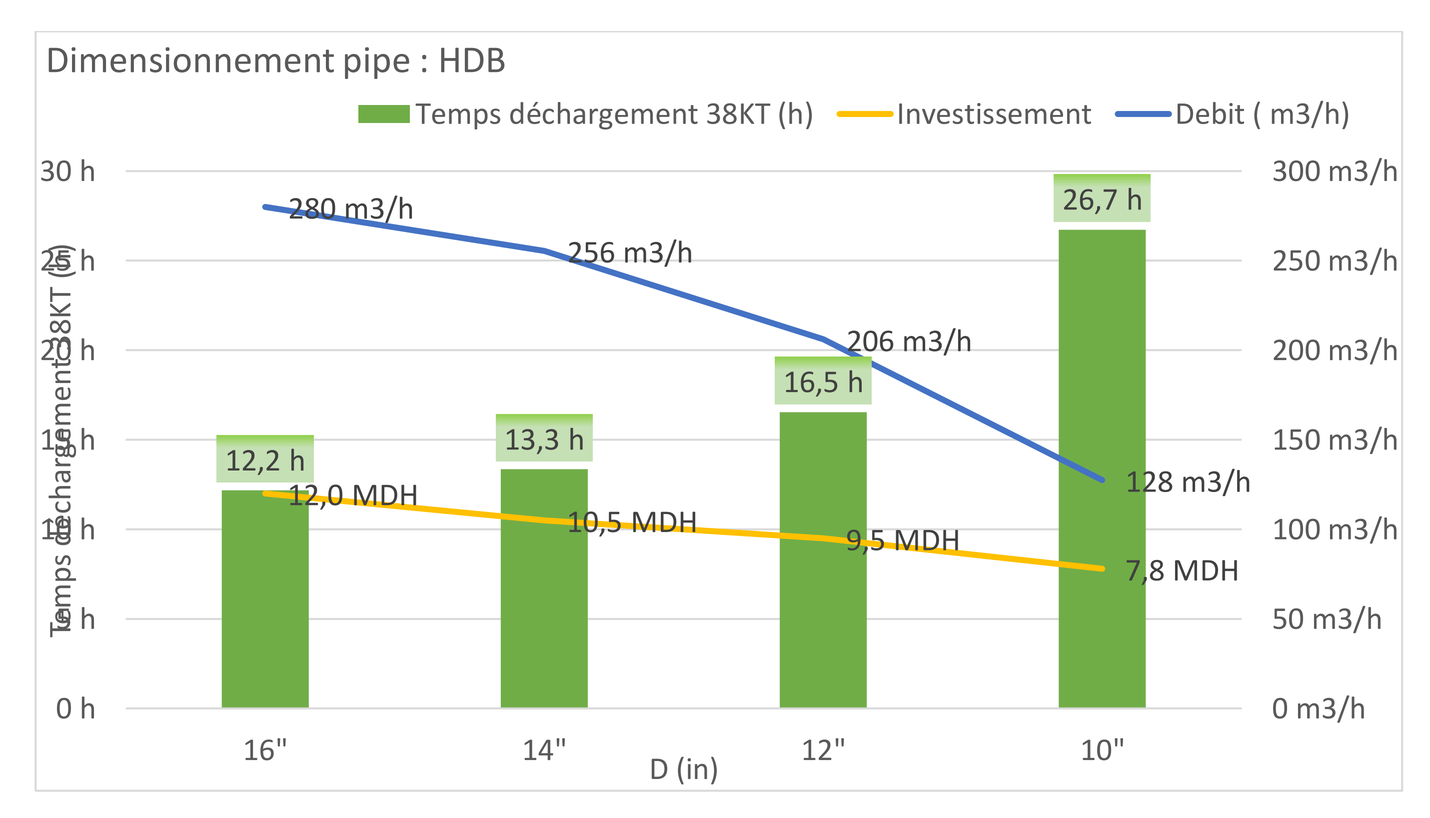


Figure : Synthèse du calcul hydraulique pour le HDB.

Conclusion du Design Hydraulique pour HDB

La variante 10’’ est directement rejetée, vue le faible débit et le très grand temps de déchargement de navire. 12’’ est le diamètre minimal qui permet de fournir un temps de déchargement acceptable (17h pour une pression de refoulement de 8 barg).

ANNEXE 3-2 : Dimensionnement GPL

Design mécanique GPL

Pour un pipe de 12’’ transportant du GPL :

- Grade d’Acier : API 5L Grade B avec 2410barg en limite d’élasticité ;
- Pression de service maximale : 30 barg
- Pression de service maximale que le pipe peut résister mécaniquement : 100barg ;
- La pression d’essai hydrotest : 37,5bar g ;
- Epaisseur de la conduite : 9,53mm Schedule 20 ;

Design Hydraulique GPL

Paramètres de calcul pour le HDB :

L (m)	Qte(t)	Viscosité cinématique (cSt=mm²/s) à -10°C	Masse volumique (Kg/m^3) à -10°	Côte reservoir GPL	Côte Quai	Press Navire (barg)	Press à assurer au cigare (barg)
5500,0	6000	0,517	580,0	55,0	7,0	15,0	**8**

Afin de comparer deux méthodes ont été poursuivi pour calculer la chute de pression : Abaques de Lefèvre et la formule de Darcy ; Les calculs sont les suivants :

D (in)	Dext mm	Débit Q (m3/h)	Epsr MIN (mm)	Epsr STD (mm)	Vitesse (M/S)	Re	Friction coef	précision du coef	Perte de charge (Bar/km)	Pression à l'aval (bar g)	Temps déchargemen 38KT (h)
14"	355,6	**785**	3,07	9,53	1,16	7,76E+05	0,0147	-6E-06	0,65	-0,01	**13,2**
12"	323,8	**610**	2,80	9,53	1,09	6,64E+05	0,0150	-6E-06	0,65	-0,02	**17,0**
10"	273	**384**	2,36	9,27	0,98	4,98E+05	0,0157	-6E-06	0,65	0,00	**26,9**

Tableau : Darcy Weisbacck formula : Détail du calcul hydraulique pour calculer le Débit et le temps de déchargement.

D (in)	Dext mm	Etat du réservoir	Débit Q (m3/h)	Vitesse (M/S)	Lecture gauche	Perte de charge (Bar/km)	Pression à l'aval (barg)	Temps déchargement 38KT (h)
14"	355,6	Bac Vide Bac plein	**700**	2,25	1,10	0,627	0,13	**14,8**
12"	323,8	Bac Vide Bac plein	**580**	2,10	1,10	0,627	0,13	**17,8**
10"	273	Bac Vide Bac plein	**355**	1,90	1,10	0,627	0,13	**29,1**

Tableau : Abaques de Lefèvre : Détail du calcul hydraulique pour calculer le Débit et le temps de déchargement.

Après le retour d'expérience, les résultats obtenus par l'application des abaques sont retenus.

Nous pouvons synthétiser les calculs ci-dessus dans la figure suivante :

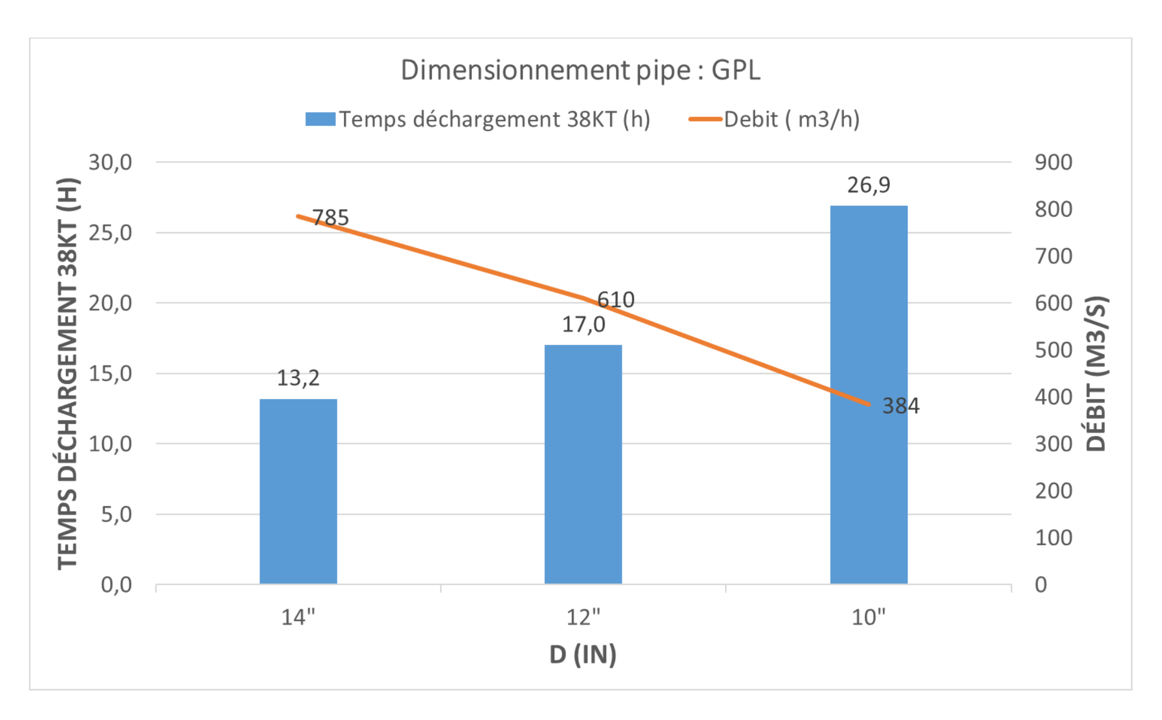


Figure : Synthèse du calcul hydraulique pour le GPL.

Conclusion du Design Hydraulique pour GPL

La variante 10'' est directement rejetée, vue le faible débit et le très grand temps de déchargement de navire. 12'' est le diamètre minimal qui permet de fournir un temps de déchargement acceptable (17h pour une pression de refoulement de 8 barg).

ANNEXE 4 : état de l'art des équations hydrauliques appliquées aux produits pétroliers

a. Détermination des pertes de charge par abaques de Paul Lefèvre :

A l'époque où les calculatrices ne faisaient pas encore partie de l'univers quotidien des ingénieurs, on cherchait à éviter l'utilisation de formules complexes et à créer des outils graphiques plus pratiques permettant d'accéder plus rapidement aux résultats souhaités. Ces outils restent d'actualité, en particulier les abaques de Paul Lefèvre (ancien professeur à l'ENSPM- aujourd'hui dénominée IFP School) publiés par l'A.F.T.P. (Association française des techniciens du pétrole).

La 9ème édition de ces abaques publiés en 1990 comprend 2 fascicules :

- Le premier permet le calcul des pertes de charge des liquides dans des conduites de 5 mm à 100" (2490 mm)
- Le second est relatif aux pertes de charge des gaz et vapeur dans des conduites de 1/2" (15,8 mm) à 40" (990 mm)

Ces abaques sont conçus pour les tubes normalisés en acier du commerce, et ils sont utilisables pour tout liquide Newtonien dont on connait la densité et la viscosité. En figure 3, un exemple d'abaque qui correspondant à un tube de 6" (DN 150) liquide.

Le mode d'utilisation est le suivant :

- Sélection de l'abaque correspondante au diamètre de tube pour lequel on désire calculer ses pertes de charge ou celui le plus approchant.
- Repérage du débit sur l'échelle horizontale inférieure. Il est à signaler que l'échelle horizontale supérieure fournit la vitesse correspondante en mètre par seconde.
- Rappel sur la courbe correspond à la viscosité du liquide
- Lecture à droite ou à gauche de la valeur permettant d'accéder à la perte de charge.

Selon la lecture choisie, le calcul de la perte de charge est approché différemment :

- **Lecture à droite** en **% de la longueur de conduite**

La valeur obtenue exprime la perte de charge en **mètre de liquide** pour 100 m de conduite.

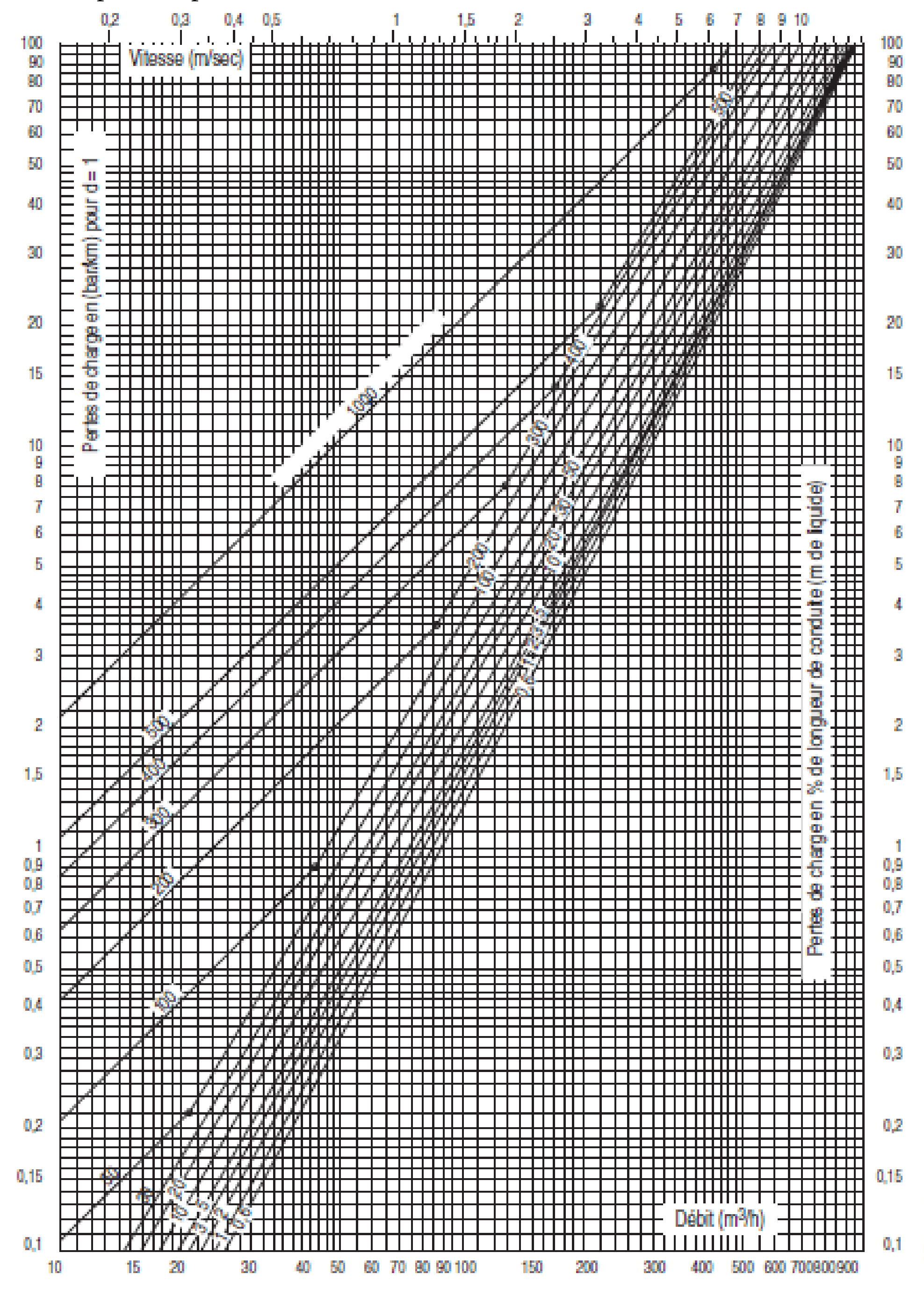
Cette échelle de grandeur permet d'exprimer directement en m de pertes de charge et qu'elle est indépendante de la densité.

- **Lecture à gauche en bar/km pour densité = 1**

La perte de charge en bar est obtenue par :

$$P_L = Lecture_{gauche} \times L \times S$$

Où P_L est la chute de pression en bar, L est la longueur de la conduite en km et S la densité du produit pétrolier.



Chaque abaque comporte également une échelle, donnant la vitesse en m/s en fonction du débit, qui est très utile pour le calcul de la perte de charge dans les accessoires de tuyauterie (dites pertes de charge singulière). Partant de la vitesse, on peut utiliser les formules classiques que l'on rencontre dans tous les formulaires.

Figure : Pertes de charges des liquides dans les conduites _ Pour un diamètre intérieur de 154 mm - 6''-.

Tous les abaques qui ont été utilisés dans la présente étude figure dans l’annexe 2.

b. Equation de perte de charge : Darcy-Weisbach

La formule de Darcy-Weisbach a été développée en utilisant l'analyse dimensionnelle. Il s’agit d’une équation pour la perte de charge exprimée en termes de variables énumérées comme suites :

$$\Delta h_L(m) = \frac{\lambda\, L\, V^2}{D \times 2g}\ ; ou\ en\ pression\ (bar/km) : P_L = \frac{\lambda\ V^2 \rho}{200\ D}$$

Où, L : La longueur de la conduite ; λ : coefficient de frottement de Darcy ; g : l'accélération de la pesanteur ; V : La vitesse du fluide de masse volumique ρ écoulé dans la conduite de diamètre D.

En unités SI, l'équation de Darcy (en unités dites *unités de pipeline*) pour la chute de pression en termes de coefficient de frottement de Darcy est représentée comme suit :

$$P_{Km} = 6{,}2475 \times 10^{10} \times \frac{\lambda\, Q^2\, Sg}{D^5} \quad [KPa/Km]$$

Où, λ : coefficient de frottement de Darcy ; Q : débit du fluide m3/h ; Sg : densité (specific gravity) et D : le diamètre intérieur en mm.

Il est nécessaire de disposer aussi de la rugosité qui correspond à la hauteur des aspérités à la surface de la paroi intérieure d’une canalisation. Plus cette rugosité est importante, plus la perte de charge croît. La rugosité, représentative de l’état intérieur d’une conduite, croît selon la nature de la canalisation et avec l’âge de la canalisation. La rugosité relative est la rugosité interne de la conduite (ε) divisée par le diamètre de la conduite (D). Le *tableau 3* regroupe les valeurs de la rugosité pour différents types des conduites.

Établie en 1939 la formule de Colebrook–White est celle qui est largement adoptée pour le calcul du coefficient de frottement, celui-ci s'exprime par :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2\log\left(\frac{\varepsilon}{3{,}7D} + \frac{2{,}51}{Re\sqrt{\lambda}}\right)$$

Reste à préciser que pour un écoulement laminaire (Re<2000) :

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

Pipe Material Roughness Coefficients			
Pipe Material	**Specific Roughness Factor, • , mm (ft)**	**Hazen-Williams Coefficient, C**	**Manning Factor, n**
Steel, welded and seamless	0.061 (0.0002)	140	-
Steel, Sheet metal, new	5×10^{-2} (1.6×10^{-4})		
Commercial, new	4.6×10^{-2} (1.5×10^{-4})		
Steel, Riveted	3.0 (1×10^{-2})		
Steel, Rusted	2.0 (7×10^{-3})		
Stainless	2×10^{-3} (7×10^{-6})		
Ductile Iron	0.061 (0.0002)	130	-
Iron, Cast new	2.6×10^{-1} (8.5×10^{-4})		
Iron, Wrough, new	4.6×10^{-2} (1.5×10^{-4})		
Iron, Galvanized, new	1.5×10^{-1} (5×10^{-4})		
Iron, Asphalted, cast	1.2×10^{-1} (4×10^{-4})		
Ductile Iron, asphalt coated	0.12 (0.0004)	130	0.013
Copper and Brass	0.61 (0.002)	140	0.010
Brass, new	2×10^{-3} (7×10^{-6})		
Glass	0.0015 (0.000005)	140	-
Thermoplastics	0.0015 (0.000005)	140	-
Drawn Tubing	0.0015 (0.000005)	-	-

Tableau : Source : Hydraulic Institute, Engineering Data Book. Various vendor data ccompiled by SAIC, 1998. F .M. White, Fluid Mechanics, 7th edition.

En admettant que les valeurs de ε, D et de Re soient données, la relation précédente montre que la valeur du coefficient de frottement ne peut être explicitement déterminée. L'équation de Colebrook–White est en effet implicite vis-à-vis de λ puisque celui-ci est contenu à la fois dans les membres gauche et droit de la relation.

La détermination du coefficient de frottement nécessite donc un procédé itératif ou graphique dans le cas où la relation précédente est utilisée. À ce sujet, un diagramme a été élaboré dans le but de déterminer par voie graphique la valeur du coefficient de frottement, lorsque la rugosité relative de la conduite ainsi que le nombre de Reynolds Re caractérisant l'écoulement sont données. Ce diagramme porte le nom de diagramme universel de Moody qui ne peut être dissocié de la relation de Colebrook – White.

En se basant sur les observations de Nikuradse et de Colebrook –White ainsi que sur un grand nombre d'expériences réalisées sur des conduites industrielles, Moody (1944) a élaboré un

diagramme logarithmique qui est représenté sur la figure suivante. Cette figure représente le coefficient de frottement en fonction du nombre de Reynolds, Re pour diverses valeurs de la rugosité relative.

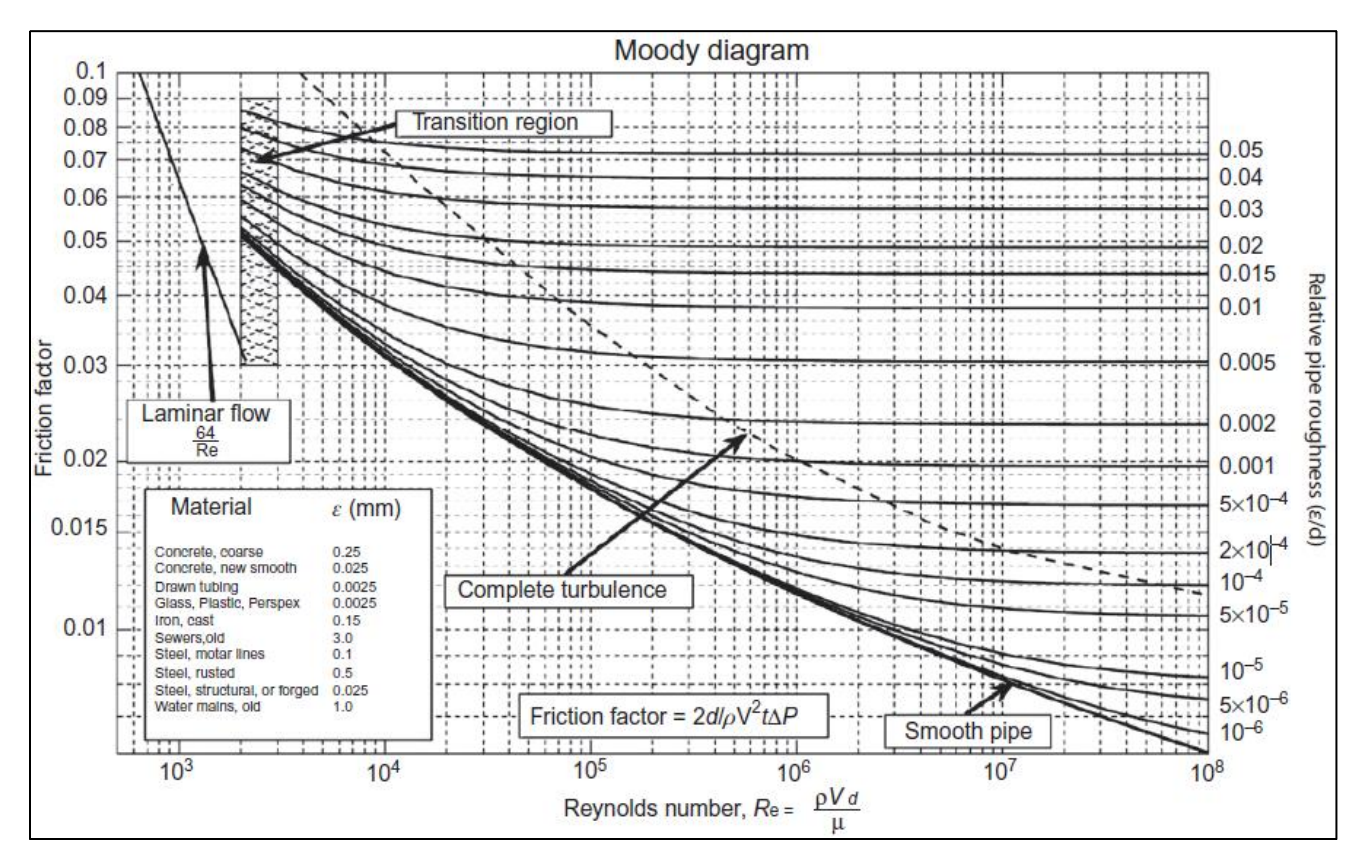


Figure : Diagramme universel de Moody

c. Equation de perte de charge : Service Pipeline co. Formula

Du IPS-E-PI-140, « ENGINEERING STANDARD FOR ONSHORE TRANSPORTATION PIPELINES ORIGINAL EDITION DEC. 1997 », repris par « Oil and Gas Pipelines and Piping Systems, 2017 Elsevier Inc »

Pour des régimes turbulents jusqu'à Re=170000, la chute de pression est exprimée par :

$$P_L = \frac{31,92 \times 10^3 \times Q^{1,748} \times \vartheta^{0,2518} \times S}{D^{4,748}}$$

Où, P_L: Perte de charge (bar/km); Q : Débit du fluide en (m3/j) écoulé dans la conduite de diamètre D en (mm) ; et ϑ la viscosité cinématique en (cSt) et S le poids spécifique (specific gravity).

d. Equation de perte de charge : SHELL / MIT

Du IPS-E-PI-140, « ENGINEERING STANDARD FOR ONSHORE TRANSPORTATION PIPELINES ORIGINAL EDITION DEC. 1997 », repris par « Oil and Gas Pipelines and Piping Systems, 2017 Elsevier Inc »

Les calculs sont effectués conformément à la méthode recommandée par Wilson et Mc Adams et mentionnée dans la "Contribution n ° 19 du Département de génie chimique du Massachusetts Institute of Technology". Converties en métriques, les formules sont les suivantes :

$$P_L = \frac{4{,}4191 \times 10^6 \times f \times S \times Q^2}{D^5}$$

Pour un écoulement visqueux : $f = 0{,}16025(\frac{\vartheta}{DV})$

Pour un écoulement turbulent : $f = 0{,}0018 + 0{,}013685(\frac{\vartheta}{DV})^{0{,}355}$

Où, P_L: Perte de charge (bar/km); Q : Débit du fluide en (m3/j) écoulé dans la conduite de diamètre D en (mm) ; ϑ la viscosité cinématique en (cSt), f coefficient de frottement ; V vitesse moyenne (m/s) et S le poids spécifique (specific gravity).

e. Equation de perte de charge : HAZEN-WILLIAM'S Formula

Historiquement, de nombreuses formules empiriques ont été utilisées pour calculer la perte de charge par frottement dans les pipelines. L'équation de Hazen-Williams a été largement utilisée dans l'analyse des réseaux de canalisations et des systèmes de distribution d'eau :

$$P_L = \frac{61.07 \times 10^3 \times S \times Q^{1.852}}{C^{1{,}852} \times D^{4{,}87}}$$

Où, P_L: Perte de charge (bar/km); Q : Débit du fluide en (m3/j) écoulé dans la conduite de diamètre D en (mm) ; C coefficient de Hazen-Williams et S le poids spécifique (specific gravity).

Un examen de l'équation de Hazen-Williams montre que la perte de charge due au frottement dépend de la densité du liquide, du diamètre de la conduite et du coefficient de Hazen-Williams (C).

Contrairement à l'équation de Colebrook-White, où le facteur de frottement est calculé sur la rugosité, le diamètre et le nombre de Reynolds, qui dépend en outre de la densité et de la

viscosité du liquide, le facteur C de HazenWilliams ne semble pas prendre en compte la viscosité du liquide ou la rugosité de la conduite. On pourrait soutenir que le facteur C est en fait une mesure de la rugosité interne du tuyau. Cependant, rien ne semble indiquer que le facteur C varie d'un écoulement laminaire à un écoulement turbulent.

Nous pourrions comparer l'équation de Darcy-Weisbach à celle de HazenWilliams et en déduire que le facteur C est une fonction du facteur de friction de Darcy et du nombre de Reynolds. Sur la base de cette comparaison, on peut conclure que le facteur C est bien un indice de rugosité relative du tuyau.

Il faut se rappeler que l'équation de Hazen-Williams, bien que pratique du point de vue de sa nature explicite, est une équation empirique et qu'il est difficile de l'appliquer à tous les fluides dans toutes les conditions.

f. Equation de perte de charge : Miller Formula

L'équation de Miller, également connue sous le nom de formule de Benjamin Miller, est utilisée dans les études hydrauliques impliquant généralement des pipelines de pétrole brut. Cette équation ne tient pas compte de la rugosité du tuyau et constitue une formule empirique pour calculer le débit à partir d'une chute de pression donnée. L'équation peut aussi être modifiée pour calculer la perte de charge à partir d'un débit donné. L'équation est la suivante :

$$Q = \frac{3{,}996 \times 10^{-6} \times M \times {P_L}^{0{,}5} \times D^{2{,}5}}{S^{0{,}5}} \qquad (a)$$

Et M définie comme suit :

$$M = \log_{10}(\frac{D^3 \times S \times P_L}{\mu^2}) - 0{,}4965 \qquad (b)$$

Où, P_L: Chute de pression (KPa/km) ; Q : Débit du fluide en (m3/h) écoulé dans la conduite de diamètre D en (mm) ; μ viscosité absolue en (cP) ; et S le poids spécifique (specific gravity).

Cette version de l'équation de Miller permet de constater que le calcul de la chute de pression P_L à partir du débit Q n'est pas simple. En effet, le paramètre M dépend de la chute de pression P_L. Par conséquent, si nous résolvons pour P_L en termes de Q et d'autres paramètres à partir de Eqn (a), nous obtenons :

$$P_L = \left(\frac{Q \times S^{0,5}}{3,996 \times 10^{-6} \times M \times D^{2,5}}\right)^2 \qquad (c)$$

Pour calculer P_L à partir d'une valeur donnée de débit Q, nous utilisons un calcul itératif. Premièrement, nous supposons une valeur de P_L pour obtenir une valeur de départ de M à partir de Eqn (b). Cette valeur de M est ensuite substituée dans Eqn (c) pour déterminer une seconde approximation de P_L. Cette valeur de P_L sera utilisée pour générer une seconde valeur de M par Eqn (b), qui sera ensuite utilisée pour recalculer P_L. Une fois que les valeurs successives de P_L sont dans les limites d'une tolérance admissible, telle que 0,001 bar/Km, l'itération peut être terminée et la valeur de la perte de charge P_L est calculée.

g. Equation de perte de charge : T.R Aude Formula

Une autre équation de chute de pression utilisée dans le secteur des pipelines, qui est populaire parmi les entreprises de transport de produits pétroliers raffinés, est la T.R Aude équation, parfois appelée simplement équation d'Aude.

Cette équation est nommée d'après l'ingénieur qui a effectué des expériences sur des pipelines dans les années 1950.

Il convient de noter que l'équation d'Aude est basée sur les données de terrain collectées de 6 à 8 pipelines de produits raffinés. Par conséquent, soyez prudent lorsque vous appliquez cette formule à des canalisations plus grandes. L'équation d'Aude est utilisée dans les calculs de chute de pression pour des pipelines de 6 à 12 pouces. Cette méthode nécessite l'utilisation du facteur d'Aude K, qui représente l'efficacité du pipeline. Une version de cette formule est décrite ci-dessous :

$$P_L = \left(\frac{10^3 \times \mu^{0,104} \times S^{0,448} \times Q}{3,4657 \times K \times D^{2,66}}\right)^{1,812}$$

Où, P_L: Chute de pression (bar/km) ; Q : Débit du fluide en (m3/j) écoulé dans la conduite de diamètre D en (mm) ; μ viscosité absolue en (cP) ; K coefficient de T.R. Aude habituellement entre 0,90 à 0,95 ; et S le poids spécifique (specific gravity).

Étant donné que la formule d'Aude pour les pertes de charge donnée ici ne contient pas de facteur de rugosité, on peut en déduire que le facteur K doit en quelque sorte prendre en compte l'état interne du tuyau. Comme pour le facteur C Hazen – Williams discuté précédemment, le facteur Aude K est également un facteur basé sur l'expérience et doit être déterminé par la

mesure sur le terrain et l'étalonnage d'un pipeline existant. Si les données ne sont pas disponibles, les ingénieurs utilisent généralement une valeur telle que K = 0,90 – 0,95. Une valeur plus élevée de K entraînera une perte de charge plus faible pour un débit donné ou un débit plus élevé pour une perte de charge donnée.

ANNEXE 5 : Avantages et Inconvénients des méthodes jugés compatible

A. Horizontal Auger-Boring (Forage horizontal par tarière)

Avantages

L'avantage majeur du forage à la tarière est que le casing est installé au fur et à mesure de l'excavation du forage. Par conséquent, il n'y a pas de forage non revêtu qui réduise considérablement la probabilité d'effondrement, ce qui pourrait entraîner un affaissement de la surface le long du chemin de forage. En outre, avec l'utilisation de bonnes têtes de coupe et de pratiques de construction appropriées, cette méthode peut être utilisée dans une grande variété de types de sols, ce qui en fait une méthode très polyvalente. Les puits sont de 33m³ pour la plus petite machine et 132m³ pour la plus grande machine (avec une profondeur de 3m).

Inconvénients

Le forage à la tarière horizontale est généralement impossible à guider ; Cependant, certains systèmes de guidage de base sont disponibles et certains sous-traitants peuvent utiliser des méthodes innovantes (systèmes d'inertie, etc.) pour réaliser des installations en ligne et en pente précises. Cette méthode nécessite une entrée qui doit tenir compte de la longueur des sections de tuyau (généralement de 20 pieds (6m) et plus) et de puits de réception pour récupérer la tête de coupe. Pour identifier les obstacles tels que les gros rochers, le sable courant ou les sols très mous, une enquête approfondie du site est nécessaire. Le forage à la tarière horizontale peut recevoir des roches jusqu'à un tiers du diamètre du tubage. Le casing doit être en acier pour pouvoir recevoir la vis tournante à l'intérieur.

À moins d'utiliser un système de raccordement spécial, le soudage de deux sections de tuyau peut prendre plusieurs heures. Une fois l'installation du casing terminé, le pipe souhaité est installé à l'aide d'entretoises ou d'un autre moyen (processus en deux phases).

HAB a été initialement conçue pour passer sous une chaussée pavée à deux voies d'une longueur moyenne de 12 m et d'une longueur maximale de 21 m, puis lors, plusieurs innovations ont considérablement amélioré la capacité des équipements. Le fonçage moyen varie maintenant entre 53 m et 68 m, la portée maximale du fonçage est estimée à 180 m.

Il convient de noter que, contrairement à d'autres projets, pour le forage à la tarière horizontale, à mesure que la longueur du forage augmente, le prix au mètre augmente. Cela est dû au fait que les forages les plus longs présentent un risque plus élevé, et entre autres facteurs, il est nécessaire d'utiliser une foreuse à vis sans fin plus grosse et un équipement de taille.

B. Pipe ramming (Fonçage par percussion)

Avantages

La méthode de percussion de pipe est une méthode efficace pour installer des conduites et des installations sous les routes et les voies ferrées. Les tailles de puits polyvalents, la longueur d'entraînement maximale et la capacité de gérer différentes conditions de sol font de cette méthode une technique pratique et économique pour l'installation du casing en acier. Cette méthode ne nécessite pas le support de la terre, le casing est poussé et assure ce rôle. Un seul outil de compression de tuyau et un compresseur d'air peuvent être utilisés pour installer une grande variété de longueurs et de tailles de tuyaux. L'outil de percussion peut être utilisé pour le battage de pieu vertical, le pilonnage angulaire ou le remplacement de pipe (éclatement). Les puits sont de dimensions minimums de $54m^3$ (longueur 7,20 m X 2,5 m largeur avec une profondeur de 3m).

Inconvénients

La principale limitation de cette méthode est la possibilité minimale de contrôle exercée sur la ligne et la pente. Par conséquent, la configuration initiale est d'une importance majeure. De plus, dans le cas d'obstructions, telles que des rochers ou des galets, en particulier pour des tuyaux de petit diamètre, le tuyau peut être dévié. Par conséquent, des informations suffisantes sur les conditions de sol existantes doivent être disponibles pour déterminer la taille appropriée du casing à utiliser.

Parmi les autres inconvénients, on peut citer les niveaux sonores élevés qui sont typiques de la compression de conduite (si aucune suppression de bruit n'est utilisée).

À moins d'utiliser un système de raccordement spécial, le soudage de deux sections de tuyau peut prendre plusieurs heures. Une fois l'installation du casing terminée, le pipe souhaité est installé à l'aide d'entretoises ou d'un autre moyen (processus en deux phases).

La longueur maximale du casing peut affecter le type de méthode de raccordement (de soudage) à utiliser. Si le soudage sur site est nécessaire, des longueurs de tuyau plus courtes nécessiteront davantage de joints soudés et un temps d'arrêt plus long pour le soudage. Si des connexions presse-joint imbriquées sont utilisées (voir la section 4.2.3 du 'ASCE Manuals and Reports on Engineering Practice No. 115 on Pipe Ramming Projects (2008)'), des longueurs plus courtes sont plus réalisables car le temps d'arrêt serait considérablement réduit. La longueur maximale d'une section du casing en acier est de 16 m, avec des longueurs maximales disponibles communes de 13 m et des longueurs typiques de 3,3 et 6,5 m.

La longueur du segment du casing pouvant être installé sera affectée par les matériaux et les méthodes sélectionnées. Pour le poussage du casing, les longueurs d'entraînement du tubage peuvent être limitées par des conditions géotechniques, des limites d'équipement, des limites de résistance de l'acier, des exigences de précision et des facteurs de coût.

Les longueurs du 'ramming' typiques sont généralement inférieures à 76 mètres. Une des limites de cette méthode est que leur précision est presque entièrement contrôlée par la configuration initiale. Une fois que la mise en marche a commencé, il n'est guère possible de changer la direction du boîtier.

Pour les installations pour lesquelles la pente de l'installation achevée est critique (c.-à-d. Pour des conduites gravitaires), les limitations de ce processus peuvent être compensées par l'installation d'un casing surdimensionné permettant l'ajustement du pipe à l'intérieur du casing. Acces

C. Microtunneling (Micro-tunnel)

Avantages

La méthode de microtunnel est capable d'installer des tuyaux avec des tolérances de ligne et de niveau précises. Il a la capacité de fonctionner dans des conditions de sol difficiles sans systèmes de déshydratation coûteux et / ou systèmes à air comprimé pour pressuriser le front du tunnel. Le tuyau peut être installé à une grande profondeur sans augmentation majeure des coûts. Le facteur de profondeur devient de plus en plus important à mesure que la congestion souterraine augmente ou que la nappe phréatique est haute et que les conditions de terrain sont

difficiles. Dans cette méthode, la sécurité est renforcée, car les travailleurs ne sont pas tenus d'entrer dans le tunnel. Le pipe souhaité de transport (produit), avec une capacité de charge axiale suffisante, peut être monté directement sans qu'il soit nécessaire d'utiliser un casing séparé pour soutenir le sol.

Inconvénients

Le coût de l'équipement est élevé, et il nécessite des opérateurs qualifiés. Les longueurs d'entraînement affectent la précision. Les longueurs d'entraînement supérieures à 183 m (600 ft) nécessiteront l'une ou plusieurs des mesures suivantes : (1) utilisation prudente du laser, (2) contrôles géotechniques supplémentaires, (3) utilisation de systèmes de guidage préalable, et (4) assouplissement des tolérances d'alignement.

D. Pilot-Tube Microtunneling (Micro-tunnelier à tube pilote)

Avantages

Le temps d'installation de cette méthode est court. La technologie et le fonctionnement de la machine sont simples. Les coûts d'investissement pour l'équipement sont raisonnables. L'espace nécessaire pour installer l'équipement est petit.

Inconvénients

L'utilisation du principe de déplacement du sol n'est possible que dans un sol qui peut être déplacé [approximativement avec un test de pénétration standard (SPT) inférieur à 50]. Le guidage devient difficile avec l'augmentation de la distance de fonçage. En raison de l'absence de capacités de contrôle de position et de direction pendant le processus d'alésage, les obstacles ou l'effondrement des couches de sol peuvent provoquer des écarts de direction (probable pour les passages sous une route ou une voie ferrée). Cela peut entraîner des forces de contrainte au point d'attelage de la tige pilote de forage avec l'alésoir et, dans des cas extrêmes, fracturer le joint.

ANNEXE 6 : Matrice de comparaison multicritères

Critères / Méthodes	Coefficient de pondération	Pipe Ramming (PR) Note	Pipe Ramming (PR) Commentaire	Horizontal Auger Boring (HAB) Note	Horizontal Auger Boring (HAB) Commentaire	Microtunneling (MT) Note	Microtunneling (MT) Commentaire	Pilot-tube Microtunneling (PTMT) Note	Pilot-tube Microtunneling (PTMT) Commentaire
Préalables (études géotechniques approfondies, préparation du terrain...)	13%	2,5	Pour identifier les obstacles tels que les gros rochers, le sable courant ou les sols très mous, une enquête approfondie du site est nécessaire	2,5	Pour identifier les obstacles tels que les gros rochers, le sable courant ou les sols très mous, une enquête approfondie du site est nécessaire	1,5	Des enquêtes approfondies tout au long du rooting sont nécessaires.	1,5	Des enquêtes approfondies tout au long du rooting sont nécessaires.
Faisabilité technique p/r à 'Farass' (sol marno-calcaire - disponibilité en surface - profondeur minimale)	19%	4,5	1-Casing installé au même temps que le forage = réduire le risque d'effondrement surtout sous les voies 2 -Les puits sont de 54m³ au minimum (avec une profondeur de 3m). 3 -Profondeur minimale = 3 ft (0.9m).	5	1-Casing installé au même temps que le forage = réduire le risque d'effondrement surtout sous les voies 2-Les puits sont de 33m³ pour la plus petite machine et 132m³ pour la plus grande machine (avec une profondeur de 3m). 3- Profondeur minimale = 6 ft (1.8m).	3	1-Pipe (avec une résistance suffisante), peut être monté directement sans qu'il soit nécessaire d'utiliser un casing séparé pour soutenir le sol. 2-La surface du puits d'entrée est généralement de 256m² (768m³ pour une profondeur de 3m) 3- Profondeur minimale = 3 fois le diamètre extérieur (9 ft dans notre cas) avec 6 ft (1.8m) de couverture au minimum	4,5	1- Casing installé au même temps que le forage = réduire le risque d'effondrement surtout sous les voies 2- L'espace nécessaire pour installer l'équipement est petit. 3- Profondeur minimale = 3 fois le diamètre extérieur (9 ft dans notre cas) avec 4 ft (1.2m) de couverture au minimum
Présence locale - Entreprises qualifiées	12%	5	1-Multi infra 2-SEGOH 3-Techni FORAGE atlas 4-Forac SARL 5-Vikat etc.	5	1-Multi infra 2-SEGOH 3-Techni FORAGE atlas 4-Forac SARL 5-Vikat etc.	1	NONE	1,5	NONE (avec possibilité d'existence)
Précision (en pente et en alignement)	16%	3	Généralement impossible à guider; Cependant, certains systèmes de guidage de base sont disponibles.	3	Généralement impossible à guider (+-1% de la longueur du forage); Cependant, certains systèmes de guidage de base sont disponibles.(précision de ± 1 po (2.5cm))	5	Guidage au laser = ajustement précis de l'alignement et de la pente (précision de ± 1 po (2.5cm)).	4	Guidage par un théodolite monté sur une caméra. = garantir une précision élevée en alignement et en pente..(précision de ± 1 po (2.5cm))
HSE (Pollution sonore, poussière, risque d'accidents..)	15%	2	1- Niveaux sonores très élevés (l'ordre de 120db) (prévoir des contrôles du bruit supplémentaires) 2-Les niveaux de poussière peuvent être contrôlés à l'aide d'eau 3-Accès nécessaire aux puits	3	1- Les machines HAB minimisent les effets négatifs du bruit, des vibrations et de la pollution.au 2- Accès nécessaire aux puits	4,5	1- Sécurité renforcée : accès non-fréquents aux puits 2- Les machines MT minimisent les effets négatifs du bruit, des vibrations et de la pollution.	3	1- Les machines PTMT minimisent les effets négatifs du bruit, des vibrations et de la pollution.au 2- Accès nécessaire aux puits
Productivité (temps d'opérations..)	11%	1,5	Des longueurs disponibles typiques de 3,3 et 6,5 m (ajoutant soudage 6h / tronçon + habilité de pénétration ..) Estimé 30j/100m (majoré par +33% aléas)	3	La productivité moyenne est d'environ 9,1 à 12,2 m (environ deux casing par jour) Estimé 15j/100m (majoré par +33% aléas)	3	La productivité moyenne est d'environ 1m/h (9m par jour) Estimé 20j/100m (majoré par +33% aléas + installation de chantier)	3,5	1- Le temps d'installation de cette méthode est court. 2- Pas de données sur la productivité
Coût (DH/in/ml)	14%	3	1- Coût relativement moyen et peut être augmenté à causes d'un casing surdimensionné p/r au HAB et des opérations de soudage plus fréquentes p/r au HAB. 2- Le prix au mètre augmente en fonction de la longueur totale du forage.	3,5	1- Coût relativement moyen 2- Le prix au mètre augmente en fonction de la longueur totale du forage.	1	1- Le coût des équipements est élevé, et il nécessite des opérateurs qualifiés. 2- Le prix au mètre n'augmente pas en fonction de la longueur totale du forage dans la limite de 200m.	2,5	1- Coûts d'investissement pour l'équipement sont raisonnables p/r au MT 2- Le prix au mètre augmente en fonction de la longueur totale du forage.
TOTAL	100%	3,15	-	3,63	-	2,83	-	3,06	-
Classement de la solution	-	2	-	1	-	4	-	3	-

ANNEXE Renta (pour le HFO)

Diamètre (pouce)	Diamètre ext (mm)	Epaisseur STD (mm)
26''	660	9,53
24''	610	9,53
20''	508	9,53

Coûts CAPEX			Coûts OPEX		
Coût des Pipelines	26''	6.603.447 DH	Coûts d’entretien du pipeline	26''	990.517 DH
	24''	6.095.857 DH		24''	914.378 DH
	20''	5.060.372 DH		20''	759.056 DH
Vannes et Raccords	26''	990.517 DH	Maintenance des vannes et des débitmètres	26''	99.052 DH
	24''	914.378 DH		24''	91.438 DH
	20''	759.056 DH		20''	75.906 DH
Débitmètres	26''	1.089.569 DH		26''	-
	24''	1.005.816 DH		24''	-
	20''	834.961 DH		20''	-
SCADA et système de télécommunication	26''	766.219 DH	SCADA et système de télécommunication	26''	229.866 DH
	24''	701.560 DH		24''	210.468 DH
	20''	633.417 DH		20''	190.025 DH
Protection contre corrosion	26''	1.320.689 DH	Protection contre corrosion / 5ans	26''	528.276 DH
	24''	1.219.171 DH		24''	487.669 DH
	20''	1.012.074 DH		20''	404.830 DH
Coût du fonçage (60m+80m)	26''	914.402 DH		26''	-
	24''	762.002 DH		24''	-
	20''	685.801 DH		20''	-
Ingénierie et gestion de la construction	26''	2.873.322 DH		26''	-
	24''	2.630.848 DH		24''	-
	20''	2.209.594 DH		20''	-
Environnement et autorisations	26''	1.915.548 DH	-	26''	-
	24''	1.753.899 DH		24''	-
	20''	1.473.063 DH		20''	-
Coût d’acquisition du droit de passage	26''	1.149.329 DH	Droit de passage à l'ANP (DH/t)	26''	-
	24''	1.052.339 DH		24''	-
	20''	883.838 DH		20''	-
Gestion des aléas	26''	1.532.438 DH	Frais généraux et administratifs y compris la main d'œuvre	26''	146.604 DH
	24''	1.403.119 DH		24''	135142,69
	20''	1.178.450 DH		20''	113.887 DH
TOTAL	26''	19.155.481 DH	**TOTAL / an**	26''	1.466.038 DH
	24''	17.538.990 DH		24''	1.351.427 DH
	20''	14.730.626 DH		20''	1.138.874 DH

Année		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Qte (t)		-	30000,0	31050,0	32136,8	33261,5	34425,7	35630,6	36877,7	38168,4	39504,3	40886,9
Surcoût du marché (DH/t)		-	320 DH	320 DH	320 DH	320 DH	320 DH	320 DH	320 DH	320 DH	320 DH	320 DH
Bénifices		-	9.600.000 DH	9.936.000 DH	10.283.760 DH	10.643.692 DH	11.016.221 DH	11.401.789 DH	11.800.851 DH	12.213.881 DH	12.641.367 DH	13.083.815 DH
Droit de passage (DH/t)		-	100 DH	100 DH	100 DH	100 DH	100 DH	100 DH	100 DH	100 DH	100 DH	100 DH
-			0 DH	0 DH	0 DH	0 DH	0 DH	0 DH	0 DH	0 DH	0 DH	0 DH
Amortissement		-	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH	944.975 DH
Dépenses	26''	-	5.411.013,6 DH	5.516.014 DH	5.624.689 DH	5.737.167 DH	6.381.858 DH	5.974.072 DH	6.098.780 DH	6.227.851 DH	6.361.441 DH	7.027.981 DH
	24''	-	5.296.402 DH	5.401.402 DH	5.510.077 DH	5.622.556 DH	6.226.640 DH	5.859.461 DH	5.984.168 DH	6.113.240 DH	6.246.829 DH	6.872.763 DH
	20''	-	5.083.849 DH	5.188.849 DH	5.297.524 DH	5.410.003 DH	5.931.248 DH	5.646.908 DH	5.771.615 DH	5.900.687 DH	6.034.276 DH	6.577.371 DH
		-										
CF	26''	-19.155.481 DH	4.188.986 DH	4.419.986 DH	4.659.071 DH	4.906.524 DH	4.634.362 DH	5.427.716 DH	5.702.072 DH	5.986.030 DH	6.279.926 DH	6.055.833 DH
	24''	-17.538.990 DH	4.303.598 DH	4.534.598 DH	4.773.683 DH	5.021.136 DH	4.789.581 DH	5.542.328 DH	5.816.683 DH	6.100.641 DH	6.394.538 DH	6.211.052 DH
	20''	-14.730.626 DH	4.516.151 DH	4.747.151 DH	4.986.236 DH	5.233.689 DH	5.084.973 DH	5.754.881 DH	6.029.236 DH	6.313.194 DH	6.607.091 DH	6.506.444 DH
CF actualisé	26''	-19.155.481 DH	3.843.107 DH	3.720.214 DH	3.597.658 DH	3.475.906 DH	3.012.018 DH	3.236.370 DH	3.119.228 DH	3.004.186 DH	2.891.452 DH	2.558.049 DH
	24''	-17.538.990 DH	3.948.255 DH	3.816.680 DH	3.686.159 DH	3.557.099 DH	3.112.899 DH	3.304.709 DH	3.181.925 DH	3.061.706 DH	2.944.223 DH	2.623.615 DH
	20''	-14.730.626 DH	4.143.258 DH	3.995.582 DH	3.850.289 DH	3.707.677 DH	3.304.884 DH	3.431.447 DH	3.298.199 DH	3.168.379 DH	3.042.088 DH	2.748.392 DH
	18''											
VAN cumulée	26''	-19.155.481 DH	-15.312.374 DH	-11.592.160 DH	-7.994.502 DH	-4.518.596 DH	-1.506.579 DH	1.729.791 DH	4.849.020 DH	7.853.206 DH	10.744.658 DH	13.302.708 DH
	24''	-17.538.990 DH	-13.590.735 DH	-9.774.055 DH	-6.087.895 DH	-2.530.796 DH	582.103 DH	3.886.812 DH	7.068.737 DH	10.130.443 DH	13.074.665 DH	15.698.281 DH
	20''	-14.730.626 DH	-10.587.368 DH	-6.591.786 DH	-2.741.497 DH	966.180 DH	4.271.063 DH	7.702.511 DH	11.000.709 DH	14.169.088 DH	17.211.176 DH	19.959.569 DH

	Année/Conjecture	3,5%	1,5%	0,0%	-1,5%	-3,5%	E(CFn)	E(CFn) Act	E(VAN)	VAR(CFn)	VAR(CFn) Act	Ecart Type(VAN)	Coefficient du risque
Matrice des CF 26''	1	4.188.986 DH	4.188.986 DH	4.188.986 DH	4.188.986 DH	4.188.986 DH	4.188.986 DH	3843106,826	11.312.363 DH	0	0	1.204.191 DH	10,6%
	2	4.419.986 DH	4.287.986 DH	4.188.986 DH	4.089.986 DH	3.957.986 DH	4.343.096 DH	3655497,383		17839017900	12637610021		
	3	4.659.071 DH	4.388.471 DH	4.188.986 DH	3.992.471 DH	3.735.071 DH	4.503.508 DH	3477534,318		72360712049	43146328344		
	4	4.906.524 DH	4.490.464 DH	4.188.986 DH	3.896.419 DH	3.519.958 DH	4.670.405 DH	3308632,871		1,65243E+11	82929840397		
	5	4.634.362 DH	4.065.710 DH	3.660.711 DH	3.273.532 DH	2.784.099 DH	4.315.706 DH	2804912,499		2,984E+11	1,26047E+11		
	6	5.427.716 DH	4.699.061 DH	4.188.986 DH	3.708.615 DH	3.112.056 DH	5.024.436 DH	2995906,916		4,73992E+11	1,68521E+11		
	7	5.702.072 DH	4.805.712 DH	4.188.986 DH	3.616.821 DH	2.918.748 DH	5.211.977 DH	2851129,777		6,94442E+11	2,07809E+11		
	8	5.986.030 DH	4.913.963 DH	4.188.986 DH	3.526.403 DH	2.732.207 DH	5.406.820 DH	2713500,794		9,62446E+11	2,42411E+11		
	9	6.279.926 DH	5.023.838 DH	4.188.986 DH	3.437.342 DH	2.552.194 DH	5.609.191 DH	2582627,367		1,28099E+12	2,71562E+11		
	10	6.055.833 DH	4.607.085 DH	3.660.711 DH	2.821.341 DH	1.850.206 DH	5.291.046 DH	2234995,19		1,65336E+12	2,95011E+11		

	Année/Conjecture	3,5%	1,5%	0,0%	-1,5%	-3,5%	E(CFn)	E(CFn) Act	E(VAN)	VAR(CFn)	VAR(CFn) Act	Ecart Type(VAN)	Coefficient du risque
Matrice des CF de 24''	1	4.303.598 DH	4.303.598 DH	4.303.598 DH	4.303.598 DH	4.303.598 DH	4.303.598 DH	3948254,953	13.707.936 DH	0E+00	0E+00	1.204.191 DH	8,8%
	2	4.534.598 DH	4.402.598 DH	4.303.598 DH	4.204.598 DH	4.072.598 DH	4.457.708 DH	3751963,554		17839017900	1E+10		
	3	4.773.683 DH	4.503.083 DH	4.303.598 DH	4.107.083 DH	3.849.683 DH	4.618.119 DH	3566035,393		72360712049	4E+10		
	4	5.021.136 DH	4.605.075 DH	4.303.598 DH	4.011.031 DH	3.634.570 DH	4.785.017 DH	3389826,518		1,65243E+11	8E+10		
	5	4.789.581 DH	4.220.929 DH	3.815.929 DH	3.428.751 DH	2.939.317 DH	4.470.924 DH	2905793,999		2,984E+11	1E+11		
	6	5.542.328 DH	4.813.672 DH	4.303.598 DH	3.823.227 DH	3.226.667 DH	5.139.047 DH	3064245,984		4,73992E+11	2E+11		
	7	5.816.683 DH	4.920.323 DH	4.303.598 DH	3.731.432 DH	3.033.360 DH	5.326.588 DH	2913826,169		6,94442E+11	2E+11		
	8	6.100.641 DH	5.028.574 DH	4.303.598 DH	3.641.015 DH	2.846.818 DH	5.521.432 DH	2771020,42		9,62446E+11	2E+11		
	9	6.394.538 DH	5.138.449 DH	4.303.598 DH	3.551.954 DH	2.666.806 DH	5.723.802 DH	2635397,666		1,28099E+12	3E+11		
	10	6.211.052 DH	4.762.303 DH	3.815.929 DH	2.976.560 DH	2.005.425 DH	5.446.265 DH	2300561,244		1,65336E+12	3E+11		

	Année/Conjecture	3,5%	1,5%	0,0%	-1,5%	-3,5%	E(CFn)	E(CFn) Act	E(VAN)	VAR(CFn)	VAR(CFn) Act	Ecart Type(VAN)	Coefficient du risque
Matrice des CF 20''	1	4.516.151 DH	4.516.151 DH	4.516.151 DH	4.516.151 DH	4.516.151 DH	4.516.151 DH	4143257,746	13.544.369 DH	0	0	1.204.191 DH	8,9%
	2	4.747.151 DH	4.615.151 DH	4.516.151 DH	4.417.151 DH	4.285.151 DH	4.670.261 DH	3930865,199		17839017900	12637610021		
	3	4.986.236 DH	4.715.636 DH	4.516.151 DH	4.319.636 DH	4.062.236 DH	4.830.672 DH	3730165,342		72360712049	43146328344		
	4	5.233.689 DH	4.817.628 DH	4.516.151 DH	4.223.584 DH	3.847.123 DH	4.997.570 DH	3540404,453		1,65243E+11	82929840397		
	5	5.084.973 DH	4.516.321 DH	4.111.321 DH	3.724.142 DH	3.234.709 DH	4.766.316 DH	3097778,403		2,984E+11	1,26047E+11		
	6	5.754.881 DH	5.026.225 DH	4.516.151 DH	4.035.780 DH	3.439.220 DH	5.351.600 DH	3190984,42		4,73992E+11	1,68521E+11		
	7	6.029.236 DH	5.132.876 DH	4.516.151 DH	3.943.985 DH	3.245.913 DH	5.539.141 DH	3030099,964		6,94442E+11	2,07809E+11		
	8	6.313.194 DH	5.241.127 DH	4.516.151 DH	3.853.568 DH	3.059.371 DH	5.733.985 DH	2877693,626		9,62446E+11	2,42411E+11		
	9	6.607.091 DH	5.351.002 DH	4.516.151 DH	3.764.507 DH	2.879.359 DH	5.936.356 DH	2733262,992		1,28099E+12	2,71562E+11		
	10	6.506.444 DH	5.057.695 DH	4.111.321 DH	3.271.952 DH	2.300.817 DH	5.741.657 DH	2425337,934		1,65336E+12	2,95011E+11		

Les tableaux précédents présentent le détail de tous les calculs de rentabilité du Fuel présentés au rapport.

Comme vous pouvez constater, dans le tableau qui présente les résultats du calcul de rentabilité dans l'avenir probabiliste, le pipe de 24'' présente le moins de risque.

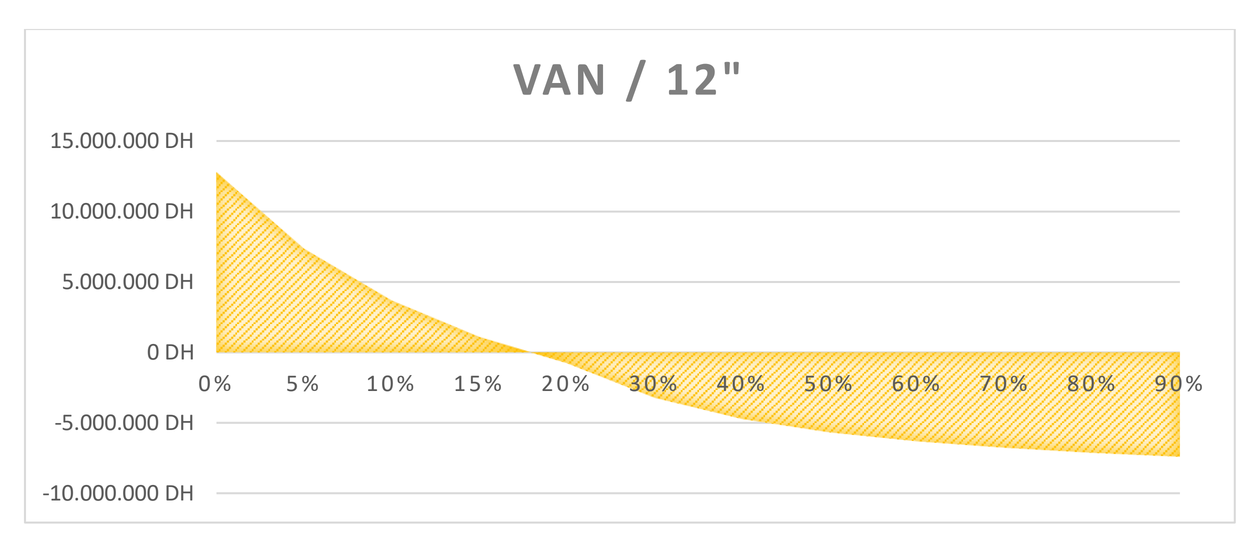
Une confirmation de plus que le pipe 24'' est le choix optimal.

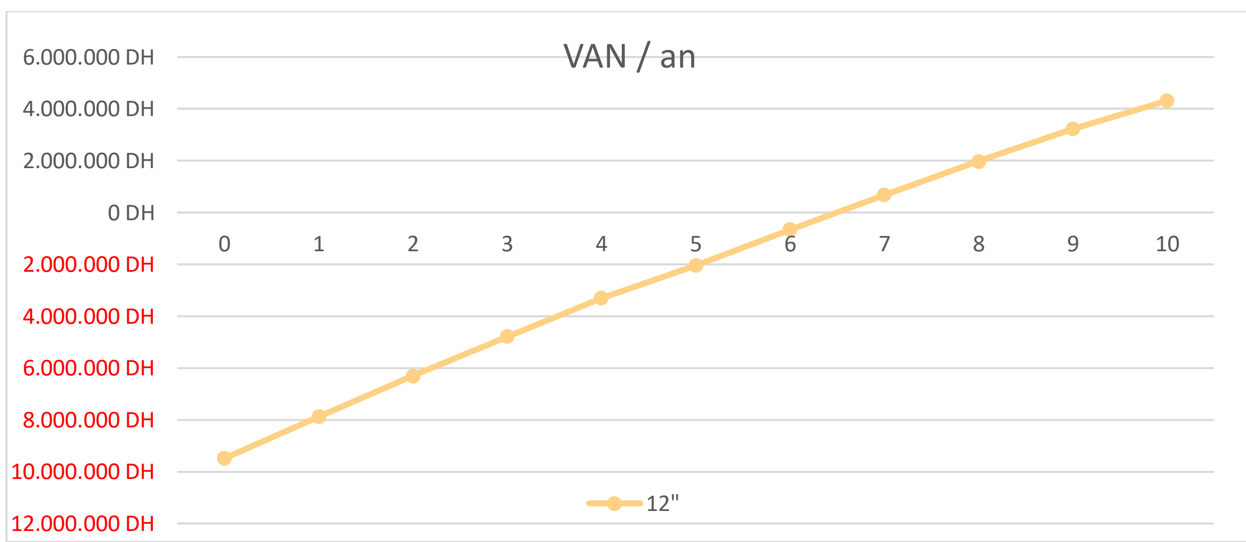
ANNEXE Renta (pour le HDB)

Diamètre (pouce)	Diamètre ext (mm)	Epaisseur STD (mm)
14"	355,6	9,53
12"	323,8	9,53
10"	273	9,27

Coûts CAPEX			Coûts OPEX		
Coût des Pipelines	14"	3.598.529 DH	Coûts d'entretien du pipeline	14"	539.779 DH
	12"	3.267.864 DH		12"	490.180 DH
	10"	2.667.518 DH		10"	400.128 DH
Vannes et Raccords	14"	539.779 DH	Maintenance des vannes et des débitmètres	14"	53.978 DH
	12"	490.180 DH		12"	49.018 DH
	10"	400.128 DH		10"	40.013 DH
Débitmètres	14"	593.757 DH		14"	-
	12"	539.198 DH		12"	-
	10"	440.141 DH		10"	-
SCADA et système de télécommunication	14"	420.012 DH	SCADA et système de télécommunication	14"	126.004 DH
	12"	379.510 DH		12"	113.853 DH
	10"	335.377 DH		10"	100.613 DH
Protection contre corrosion	14"	719.706 DH	Protection contre corrosion / 5ans	14"	287.882 DH
	12"	653.573 DH		12"	261.429 DH
	10"	533.504 DH		10"	213.401 DH
Coût du fonçage (60m+80m)	14	533.401 DH		14"	-
	12	457.201 DH		12"	-
	10	381.001 DH		10"	-
Ingénierie et gestion de la construction	14"	1.575.045 DH		14"	-
	12"	1.423.162 DH		12"	-
	10"	1.169.918 DH		10"	-
Environnement et autorisations	14"	1.050.030 DH	-	14"	-
	12"	948.775 DH		12"	-
	10"	779.945 DH		10"	-
Coût d'acquisition du droit de passage	14"	630.018 DH	Droit de passage à l'ANP (DH/t)	14"	-
	12"	569.265 DH		12"	-
	10"	467.967 DH		10"	-
					-
Gestion des aléas	14"	840.024 DH	Frais généraux et administratifs y compris la main d'œuvre	14"	79.973 DH
	12"	759.020 DH		12"	72.561 DH
	10"	623.956 DH		10"	60.084 DH
TOTAL / an	14"	10.500.302 DH	TOTAL / an	14"	799.734 DH
	12"	9.487.745 DH		12"	725.612 DH
	10"	7.799.455 DH		10"	600.837 DH

HDB - BSS							Bank MAGHRIB	
L (m)	Qte (t)	Acier	Pipe material cost (DH/ton)	Cout unitaire fonçage par pouce par mètre		Evolution du marché %/an	Inflation	Taux d'actualisation
1772,0	12000	API 5L Grade B	25.000 DH	381 DH		2,5%	2%	9,0%





Conjoncture	Probabilités d'occurrence Pour le HDB	Coeff %/an
Forte Croissance	11%	3,5%
Faible croissance	70%	1,5%
Stagnation	9%	0,0%
Faible récession	6%	-1,5%
Forte récession	4%	-3,5%

	Année/Conjecture	3,5%	1,5%	0,0%	-1,5%	-3,5%	E(CFn)	E(CFn) Act	E(VAN)	VAR(CFn)	VAR(CFn) Act	Ecart Type(VAN)	Coefficient du risque
Matrice des CF 14"	1	1.685.058 DH	1.685.058 DH	1.685.058 DH	1.685.058 DH	1.685.058 DH	1.685.058 DH	1545924,697	951.248 DH	5,42101E-20	4,56276E-20	381.668 DH	40,1%
	2	1.790.058 DH	1.730.058 DH	1.685.058 DH	1.640.058 DH	1.580.058 DH	1.721.208 DH	1448706,27		1885927500	1336038587		
	3	1.898.733 DH	1.775.733 DH	1.685.058 DH	1.595.733 DH	1.478.733 DH	1.758.422 DH	1357824,551		7576863941	4517836408		
	4	2.011.212 DH	1.822.093 DH	1.685.058 DH	1.552.073 DH	1.380.954 DH	1.796.716 DH	1272839,02		17139120453	8601546619		
	5	1.839.745 DH	1.581.266 DH	1.397.176 DH	1.221.185 DH	998.716 DH	1.548.224 DH	1006239,264		30661567505	12951777470		
	6	2.248.117 DH	1.916.910 DH	1.685.058 DH	1.466.707 DH	1.195.544 DH	1.876.609 DH	1118960,765		48256305196	17156792202		
	7	2.372.824 DH	1.965.388 DH	1.685.058 DH	1.424.983 DH	1.107.677 DH	1.918.243 DH	1049344,765		70059462761	20965046573		
	8	2.501.896 DH	2.014.593 DH	1.685.058 DH	1.383.884 DH	1.022.885 DH	1.961.027 DH	984173,347		96232131847	24237964210		
	9	2.635.485 DH	2.064.536 DH	1.685.058 DH	1.343.401 DH	941.061 DH	2.004.980 DH	923148,5274		1,26961E+11	26915030273		
	10	2.485.868 DH	1.827.346 DH	1.397.176 DH	1.015.644 DH	574.219 DH	1.762.241 DH	744389,4399		1,62462E+11	28988196781		
	Année/Conjecture	3,5%	1,5%	0,0%	-1,5%	-3,5%	E(CFn)	E(CFn) Act	E(VAN)	VAR(CFn)	VAR(CFn) Act	Ecart Type(VAN)	Coefficient du risque
Matrice des CF de 12"	1	1.759.181 DH	1.759.181 DH	1.759.181 DH	1.759.181 DH	1.759.181 DH	1.759.181 DH	1613927,145	2.467.866 DH	0E+00	0E+00	381.668 DH	15,5%
	2	1.864.181 DH	1.804.181 DH	1.759.181 DH	1.714.181 DH	1.654.181 DH	1.795.331 DH	1511093,837		1885927500	1E+09		
	3	1.972.856 DH	1.849.856 DH	1.759.181 DH	1.669.856 DH	1.552.856 DH	1.832.545 DH	1415060,851		7576863941	5E+09		
	4	2.085.334 DH	1.896.216 DH	1.759.181 DH	1.626.195 DH	1.455.077 DH	1.870.839 DH	1325349,387		17139120453	9E+09		
	5	1.940.320 DH	1.681.842 DH	1.497.751 DH	1.321.761 DH	1.099.291 DH	1.648.800 DH	1071606,675		30661567505	1E+10		
	6	2.322.240 DH	1.991.033 DH	1.759.181 DH	1.540.830 DH	1.269.667 DH	1.950.732 DH	1163157,691		48256305196	2E+10		
	7	2.446.947 DH	2.039.510 DH	1.759.181 DH	1.499.105 DH	1.181.800 DH	1.992.366 DH	1089892,403		70059462761	2E+10		
	8	2.576.018 DH	2.088.715 DH	1.759.181 DH	1.458.006 DH	1.097.008 DH	2.035.150 DH	1021373,015		96232131847	2E+10		
	9	2.709.608 DH	2.138.658 DH	1.759.181 DH	1.417.524 DH	1.015.184 DH	2.079.103 DH	957276,663		1,26961E+11	3E+10		
	10	2.586.444 DH	1.927.921 DH	1.497.751 DH	1.116.220 DH	674.795 DH	1.862.816 DH	786873,7717		1,62462E+11	3E+10		
	Année/Conjecture	3,5%	1,5%	0,0%	-1,5%	-3,5%	E(CFn)	E(CFn) Act	E(VAN)	VAR(CFn)	VAR(CFn) Act	Ecart Type(VAN)	Coefficient du risque
Matrice des CF 10"	1	1.883.955 DH	1.883.955 DH	1.883.955 DH	1.883.955 DH	1.883.955 DH	1.883.955 DH	1728399,114	2.307.571 DH	5,42101E-20	4,56276E-20	381.668 DH	16,5%
	2	1.988.955 DH	1.928.955 DH	1.883.955 DH	1.838.955 DH	1.778.955 DH	1.920.105 DH	1616113,993		1885927500	1336038587		
	3	2.097.630 DH	1.974.630 DH	1.883.955 DH	1.794.630 DH	1.677.630 DH	1.957.319 DH	1511409,617		7576863941	4517836408		
	4	2.210.109 DH	2.020.990 DH	1.883.955 DH	1.750.970 DH	1.579.851 DH	1.995.613 DH	1413742,751		17139120453	8601546619		
	5	2.113.123 DH	1.854.644 DH	1.670.554 DH	1.494.563 DH	1.272.094 DH	1.821.602 DH	1183916,181		30661567505	12951777470		
	6	2.447.014 DH	2.115.807 DH	1.883.955 DH	1.665.605 DH	1.394.441 DH	2.075.506 DH	1237556,616		48256305196	17156792202		
	7	2.571.721 DH	2.164.285 DH	1.883.955 DH	1.623.880 DH	1.306.574 DH	2.117.140 DH	1158148,298		70059462761	20965046573		
	8	2.700.793 DH	2.213.490 DH	1.883.955 DH	1.582.781 DH	1.221.782 DH	2.159.924 DH	1083993,102		96232131847	24237964210		
	9	2.834.382 DH	2.263.433 DH	1.883.955 DH	1.542.299 DH	1.139.958 DH	2.203.877 DH	1014726,284		1,26961E+11	26915030273		
	10	2.759.246 DH	2.100.723 DH	1.670.554 DH	1.289.022 DH	847.597 DH	2.035.618 DH	859867,2449		1,62462E+11	28988196781		

Comme vous pouvez constater, dans le tableau à gauche, présentant les résultats du calcul de rentabilité dans l’avenir probabiliste, que le pipe de 12’’ présente le moins de risque.

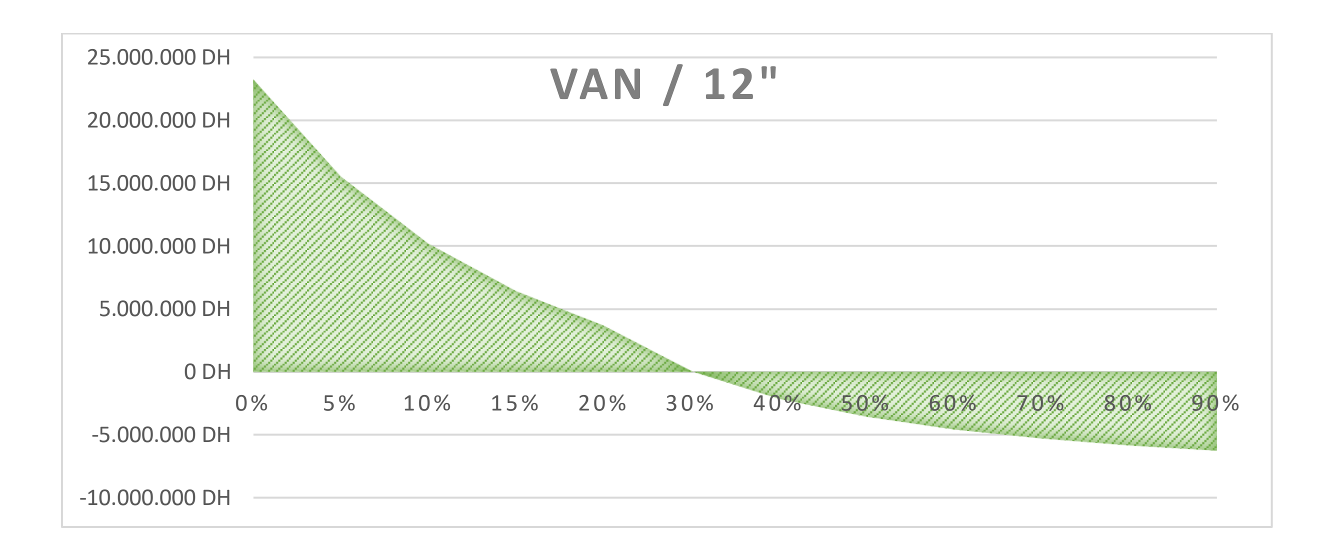
Une confirmation de plus que le pipe 12’’ est le choix optimal pour transporter le GPL.

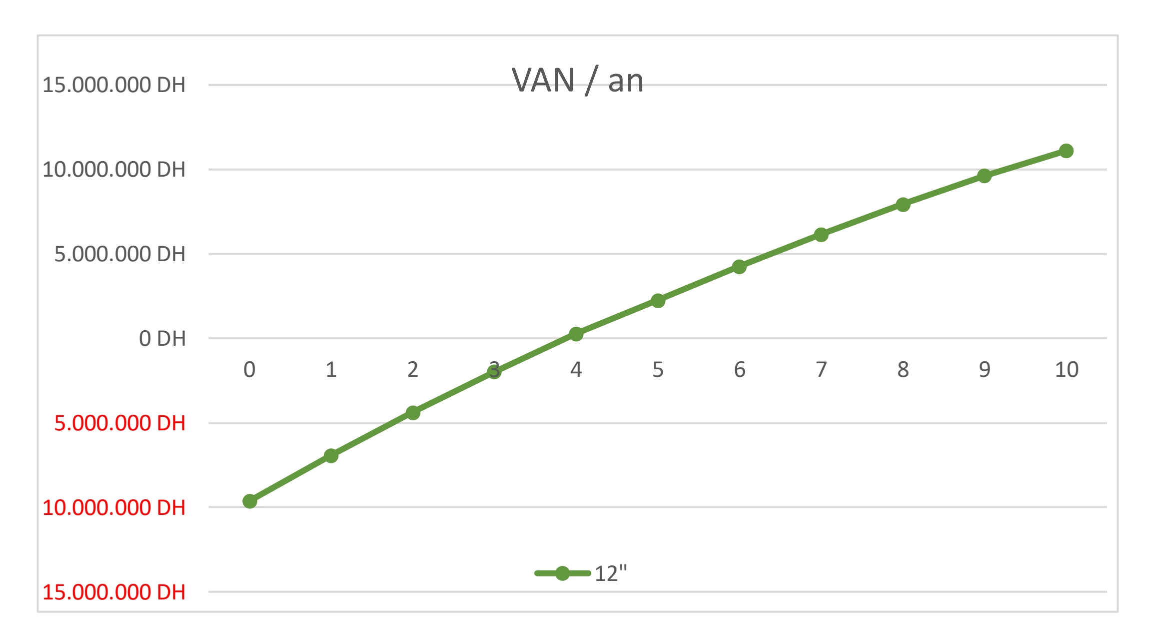
Conclusion du choix d’investissement pour le HDB dans un avenir prévisible et probabiliste : Le projet est rentable.

ANNEXE Renta (pour le GPL)

Coûts CAPEX			Coûts OPEX		
Coût des Pipelines	14"	3.655.391 DH	Coûts d'entretien du pipeline	14"	548.309 DH
	12"	3.319.501 DH		12"	497.925 DH
	10"	2.709.669 DH		10"	406.450 DH
Vannes et Raccords	14"	548.309 DH	Maintenance des vannes et des débitmètres	14"	54.831 DH
	12"	497.925 DH		12"	49.793 DH
	10"	406.450 DH		10"	40.645 DH
Débitmètres	14"	603.139 DH		14"	-
	12"	547.718 DH		12"	-
	10"	447.095 DH		10"	-
SCADA et système de télécommunication	14"	426.057 DH	SCADA et système de télécommunication	14"	127.817 DH
	12"	385.000 DH		12"	115.500 DH
	10"	340.219 DH		10"	102.066 DH
Protection contre corrosion	14"	731.078 DH	Protection contre corrosion / 5ans	14"	292.431 DH
	12"	663.900 DH		12"	265.560 DH
	10"	541.934 DH		10"	216.773 DH
Coût du fonçage (60m+80m)	14	533.401 DH		14"	-
	12	457.201 DH		12"	-
	10	381.001 DH		10"	-
Ingénierie et gestion de la construction	14"	1.597.715 DH		14"	-
	12"	1.443.749 DH		12"	-
	10"	1.186.812 DH		10"	-
Environnement et autorisations	14"	1.065.143 DH	-	14"	-
	12"	962.499 DH		12"	-
	10"	791.208 DH		10"	-
Coût d'acquisition du droit de passage	14"	639.086 DH	Droit de passage à l'ANP (DH/t)	14"	-
	12"	577.499 DH		12"	-
	10"	474.725 DH		10"	-
					-
Gestion des aléas	14"	852.115 DH	Frais généraux et administratifs y compris la main d'œuvre	14"	81.217 DH
	12"	769.999 DH		12"	73.691 DH
	10"	632.966 DH		10"	61.018 DH
TOTAL / an	14"	10.651.435 DH	TOTAL / an	14"	812.174 DH
	12"	9.624.990 DH		12"	736.908 DH
	10"	7.912.079 DH		10"	610.179 DH

GPL						Bank MAGHRIB		
L (m)	Qte (t)	Acier	Pipe material cost (DH/ton)	Cout unitaire fonçage par pouce par mètre		Evolution du marché %/an	Inflation	Taux d'actualisation
1800,0	100000	API 5L Grade B	25.000 DH	381 DH		2,0%	2%	9,0%





Conjoncture	Probabilités d'occurrence Pour le HDB	Coeff %/an
Forte Croissance	10%	3,5%
Faible croissance	60%	1,5%
Stagnation	20%	0,0%
Faible récession	6%	-1,5%
Forte récession	4%	-3,5%

	Année/Conjecture	3,5%	1,5%	0,0%	-1,5%	-3,5%	E(CFn)	E(CFn) Act	E(VAN)	VAR(CFn)	VAR(CFn) Act	Ecart Type(VAN)	Coefficient du risque
	1	2.864.536 DH	2.864.536 DH	2.864.536 DH	2.864.536 DH	2.864.536 DH	2.864.536 DH	2628015,007		0	0		
	2	3.011.536 DH	2.927.536 DH	2.864.536 DH	2.801.536 DH	2.717.536 DH	2.907.376 DH	2447080,514		3809534400	2698770211		
	3	3.163.681 DH	2.991.481 DH	2.864.536 DH	2.739.481 DH	2.575.681 DH	2.951.560 DH	2279146,149		15320429964	9135071821		
	4	3.321.151 DH	3.056.386 DH	2.864.536 DH	2.678.357 DH	2.438.791 DH	2.997.107 DH	2123226,029		34688585509	17409031356		
Matrice des CF 14"	5	3.191.702 DH	2.829.832 DH	2.572.105 DH	2.325.719 DH	2.014.261 DH	2.751.604 DH	1788353,787	8.544.776 DH	62114026705	26237636140	543.761 DH	6,4%
	6	3.652.819 DH	3.189.129 DH	2.864.536 DH	2.558.846 DH	2.179.217 DH	3.092.366 DH	1843876,854		97842162874	34786286481		
	7	3.827.409 DH	3.256.998 DH	2.864.536 DH	2.500.431 DH	2.056.203 DH	3.142.121 DH	1718847,772		1,42165E+11	42542459963		
	8	4.008.109 DH	3.325.885 DH	2.864.536 DH	2.442.893 DH	1.937.495 DH	3.193.323 DH	1602620,903		1,95424E+11	49221481119		
	9	4.195.134 DH	3.395.805 DH	2.864.536 DH	2.386.217 DH	1.822.941 DH	3.245.995 DH	1494546,049		2,58011E+11	54696694397		
	10	4.096.274 DH	3.174.343 DH	2.572.105 DH	2.037.961 DH	1.419.966 DH	3.007.731 DH	1270497,873		3,30369E+11	58948122735		
	Année/Conjecture	3,5%	1,5%	0,0%	-1,5%	-3,5%	E(CFn)	E(CFn) Act	E(VAN)	VAR(CFn)	VAR(CFn) Act	Ecart Type(VAN)	Coefficient du risque
	1	2.939.802 DH	2.939.802 DH	2.939.802 DH	2.939.802 DH	2.939.802 DH	2.939.802 DH	2697066,146		0E+00	0E+00		
	2	3.086.802 DH	3.002.802 DH	2.939.802 DH	2.876.802 DH	2.792.802 DH	2.982.642 DH	2510430,182		3809534400	3E+09		
	3	3.238.947 DH	3.066.747 DH	2.939.802 DH	2.814.747 DH	2.650.947 DH	3.026.826 DH	2337265,111		15320429964	9E+09		
	4	3.396.417 DH	3.131.651 DH	2.939.802 DH	2.753.623 DH	2.514.057 DH	3.072.373 DH	2176546,178		34688585509	2E+10		
Matrice des CF de 12"	5	3.293.839 DH	2.931.969 DH	2.674.242 DH	2.427.856 DH	2.116.398 DH	2.853.741 DH	1854735,786	10.083.066 DH	62114026705	3E+10	543.761 DH	5,4%
	6	3.728.085 DH	3.264.395 DH	2.939.802 DH	2.634.111 DH	2.254.483 DH	3.167.632 DH	1888755,357		97842162874	3E+10		
	7	3.902.674 DH	3.332.264 DH	2.939.802 DH	2.575.697 DH	2.131.469 DH	3.217.387 DH	1760020,71		1,42165E+11	4E+10		
	8	4.083.375 DH	3.401.151 DH	2.939.802 DH	2.518.158 DH	2.012.760 DH	3.268.588 DH	1640394,24		1,95424E+11	5E+10		
	9	4.270.400 DH	3.471.071 DH	2.939.802 DH	2.461.483 DH	1.898.207 DH	3.321.260 DH	1529200,487		2,58011E+11	5E+10		
	10	4.198.411 DH	3.276.480 DH	2.674.242 DH	2.140.098 DH	1.522.103 DH	3.109.867 DH	1313641,617		3,30369E+11	6E+10		
	Année/Conjecture	3,5%	1,5%	0,0%	-1,5%	-3,5%	E(CFn)	E(CFn) Act	E(VAN)	VAR(CFn)	VAR(CFn) Act	Ecart Type(VAN)	Coefficient du risque
	1	3.066.531 DH	3.066.531 DH	3.066.531 DH	3.066.531 DH	3.066.531 DH	3.066.531 DH	2813331,513		2,1684E-19	1,8251E-19		
	2	3.213.531 DH	3.129.531 DH	3.066.531 DH	3.003.531 DH	2.919.531 DH	3.109.371 DH	2617095,656		3809534400	2698770211		
	3	3.365.676 DH	3.193.476 DH	3.066.531 DH	2.941.476 DH	2.777.676 DH	3.153.555 DH	2435123,344		15320429964	9135071821		
	4	3.523.146 DH	3.258.381 DH	3.066.531 DH	2.880.352 DH	2.640.786 DH	3.199.102 DH	2266324,374		34688585509	17409031356		
Matrice des CF 10"	5	3.469.354 DH	3.107.485 DH	2.849.758 DH	2.603.371 DH	2.291.914 DH	3.029.257 DH	1968809,014	9.922.242 DH	62114026705	26237636140	543.761 DH	5,5%
	6	3.854.814 DH	3.391.124 DH	3.066.531 DH	2.760.841 DH	2.381.212 DH	3.294.361 DH	1964319,868		97842162874	34786286481		
	7	4.029.404 DH	3.458.993 DH	3.066.531 DH	2.702.426 DH	2.258.198 DH	3.344.116 DH	1829345,949		1,42165E+11	42542459963		
	8	4.210.104 DH	3.527.880 DH	3.066.531 DH	2.644.888 DH	2.139.490 DH	3.395.318 DH	1703995,377		1,95424E+11	49221481119		
	9	4.397.129 DH	3.597.800 DH	3.066.531 DH	2.588.212 DH	2.024.936 DH	3.447.990 DH	1587550,154		2,58011E+11	54696694397		
	10	4.373.927 DH	3.451.996 DH	2.849.758 DH	2.315.614 DH	1.697.619 DH	3.285.383 DH	1387781,389		3,30369E+11	58948122735		

Comme vous pouvez constater, dans le tableau à gauche, présentant les résultats du calcul de rentabilité dans l'avenir probabiliste, que le pipe de 12'' présente le moins de risque.

Une confirmation de plus que le pipe 12'' est le choix optimal pour transporter le GPL.

Conclusion du choix d'investissement pour le GPL dans un avenir prévisible et probabiliste : Le projet est rentable.

Annexe : Cahier des charges des travaux par le forage horizontal à la tarière (*Horizontal Auger Boring*)